



UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
ESCUELA POLITÉCNICA SUPERIOR

TRABAJO FIN DE GRADO:

ANÁLISIS DE UN SISTEMA HÍBRIDO AISLADO

Departamento de Tecnología Electrónica

Grado en Ingeniería Electrónica Industrial y Automática

Alumno: Jesús García Orellana

Tutor: Vicente Salas Merino

AGRADECIMIENTOS

Agradecimiento a mi familia por todo su apoyo a lo largo de estos años de carrera.

A mis compañeros de la universidad por su apoyo y ayuda.

A mis amigos que nunca han dejado de apoyarme.

Agradecimiento a mis compañeros de la empresa SunEdison Spain Construction S.L.U., los cuales me han dado consejo siempre que les he pedido ayuda.

Agradecimiento también al tutor de este proyecto, Vicente Salas y a todos aquellos profesores que me han dado clase a lo largo de este periodo académico.

El presente proyecto tiene como objeto realizar el estudio energético y económico para satisfacer la demanda energética de una vivienda unifamiliar media por medio de un sistema híbrido aislado.

Para llegar a dicha solución se hará un estudio previo por separado de los sistemas más utilizados tradicionalmente, como son, la instalación fotovoltaica con acumuladores de energía y el sistema de generación de energía a través de un generador diesel.

Entre las diferentes configuraciones de hibridación se ha elegido la hibridación fotovoltaica con acoplamiento en CA constituida por el conjunto compuesto por el generador fotovoltaico, acumuladores (baterías) y un generador diesel.

Previamente, antes de llegar al estudio en cuestión, se introducen teóricamente los términos más importantes de la fotovoltaica así como los de la hibridación, haciendo mención a todos los elementos que forman parte del sistema escogido.

Para el desarrollo del proyecto se han empleado dos herramientas básicas:

El software iHoga, el cual es un programa de diseño y optimización de sistemas híbridos de energías renovables para la generación de energía eléctrica. Dicho software permite simular y optimizar sistemas de cualquier tamaño, entendiéndose por optimización como la minimización de los costes del sistema a lo largo de su vida útil desde el momento inicial de la inversión. El programa propone la solución económica óptima. Por ello, para realizar una solución verdaderamente coherente, previo a la simulación del sistema, se deben conocer las características de cada elemento que forma parte del sistema, y cómo se dimensionan sus elementos de cálculo, y con ello saber introducir los parámetros en el software con el fin de llegar a la simulación de un sistema el cuál sea rentable tanto en términos energéticos como económicos. Es decir, se trata de introducir parámetros en el programa de manera razonada, previo un estudio teórico de cálculo.

El segundo software empleado es el programa Microsoft Excel, el cual ha sido utilizado para la obtención de los diferentes tipos de datos simulados por el software anterior y la representación mediante gráficas de dichos datos para la obtención de conclusiones.

A partir de los resultados obtenidos se puede concluir que el sistema híbrido aislado satisface la demanda de consumo resultando ser una solución óptima tanto en términos energéticos como económicos frente a los otros dos modelos estudiados.

The aim of this project is to make an energy and economic study to satisfy the energy demand of a single family home through an isolated hybrid system.

To reach this solution, it will be done a previous separate study about the most traditionally used system, like PV system with energy storage and power generation system through a diesel generator.

Among the different hybridization configurations it has been chosen the photovoltaic hybridization with coupling in CA, which is formed by the PV generator, accumulators (batteries) and diesel generator.

Previously, before reaching the study, it will be theoretically introduce the most important terms of the PV and the hybridization, referring to all the elements which are part of the chosen system.

For the development of the project have been employed two basic tools:

iHoga software, which is a program to design and optimization of renewable energy hybrid systems for electric power generation. This software allows to simulating and optimizing systems of any size, understood as optimization the minimizing of system costs over its lifetime since the initial investment. The software suggests the optimal economic solution. Therefore, for a truly coherent solution, before the simulation of the system, it should be known the characteristics of each element that form the system, and how to dimensioned its computing elements, and thus enter the properly parameters in the software to reach the simulation of a system which is both cost-effective in energy and economic terms. That is about to entered into the program parameters in a reasoned way before a theoretical study of calculus.

The second software used is Microsoft Excel program, which has been used to obtain the different data types simulated by the previous software and to make a graphical representation of them to obtain conclusions.

From the results obtained it can be concluded that the isolated hybrid system satisfies the energy demand, resulting an optimal solution both in energy and economic terms compared to the other two models studied.

AGRADECIMIENTOS	i
RESUMEN	ii
ABSTRACT	iii
ÍNDICE	iv
INDICE DE FIGURAS	vi
ÍNDICE DE TABLAS	ix
 Justificación y objetivos	 1
 Capítulo 1: Introducción a la energía fotovoltaica	 2
1.1 La energía solar.....	2
1.2 Sistema solar fotovoltaico.....	3
1.3 Situación actual.....	5
 Capítulo 2: Tipos de instalaciones fotovoltaicas	 9
2.1 Instalaciones aisladas de la red eléctrica.....	9
2.2 Instalaciones conectadas a la red eléctrica.....	10
 Capítulo 3: Sistemas híbridos	 12
3.1 Hibridación fotovoltaica.....	12
3.2 Configuraciones-Topologías.....	14
 Capítulo 4: Descripción de los elementos de una instalación híbrida fotovoltaica	 21
 Capítulo 5: Dimensionado y análisis experimental	 36
5.1 Marco común.....	37

5.2 Sistema fotovoltaico con baterías.....	48
5.2.1 Dimensionado.....	48
5.2.2 Simulación.....	58
5.2.3 Estudio económico.....	67
5.3 Sistema compuesto por generador diésel.....	72
5.3.1 Dimensionado.....	72
5.3.2 Simulación.....	74
5.3.3 Estudio económico.....	80
5.4 Sistema fotovoltaico con baterías + Generador diésel.....	84
5.4.1 Dimensionado.....	84
5.4.2 Simulación.....	86
5.4.3 Estudio económico.....	93
5.5 Presupuesto.....	97
5.6 Conclusiones.....	99
 Referencias	 102
 Anexos	 105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Sistema solar fotovoltaico aislado (Tipología híbrida).....	3
Figura 1.2: Potencia fotovoltaica mundial instalada hasta 2013, en megavatios (MW), expresada por región.....	6
Figura 1.3: Potencia solar fotovoltaica instalada en España hasta 2013.....	8
Figura 3.1: Sistema híbrido fotovoltaico (Generador fotovoltaico, baterías y generador diésel).....	13
Figura 3.2: Hibridación fotovoltaica con acoplamiento en CC.....	14
Figura 3.3: Hibridación fotovoltaica + baterías con acoplamiento en CA.....	16
Figura 3.4: Hibridación fotovoltaica + baterías + generador diesel con acoplamiento en CA.....	17
Figura 3.5: Hibridación fotovoltaica + red pública + baterías con acoplamiento en CA.....	18
Figura 3.6: Hibridación fotovoltaica con acoplamiento mixto.....	19
Figura 4.1: Esquema de un módulo fotovoltaico.....	21
Figura 4.2: Curva V-I genérica de un módulo fotovoltaico.....	23
Figura 4.3: Acumulador eléctrico.....	24
Figura 4.4: Estado de carga (SOC) frente a profundidad de descarga (DOD) de una batería convencional.....	26
Figura 4.5: Inversor de conexión a red.....	27
Figura 4.6: Señal de salida de los inversores.....	28
Figura 4.7: Inversor bidireccional.....	29
Figura 4.8: Inversor bidireccional con aislamiento en alta frecuencia puente completo/medio puente.....	30
Figura 4.9: Regulador.....	31
Figura 4.10: Generador diésel.....	33
Figura 4.11: Componentes de un generador diésel.....	34
Figura 4.12: Evolución precio del gasóleo.....	35
Figura 5.1: Emplazamiento.....	37
Figura 5.2: Irradiación sobre superficie horizontal y superficie inclinada para el día 23/9/2014.....	41

Figura 5.3: Entorno de trabajado del software iHoga para el consumo de la vivienda.....	44
Figura 5.4: Variación de consumo AC para tres días consecutivos.....	45
Figura 5.5: Consumo (W) en CA de la vivienda durante el día 15/3/ 2014.....	46
Figura 5.6: Mes más desfavorable en base a la relación entre la irradiación y la demanda.....	48
Figura 5.7: Gama de módulos fotovoltaicos.....	50
Figura 5.8: Número máximo de paneles según iHoga.....	51
Figura 5.9: Tabla de características batería OPZS-Hawker TYS-12.....	53
Figura 5.10: Gama de reguladores de la familia STECA.....	55
Figura 5.11: Dimensionado del inversor.....	57
Figura 5.12: Restricciones de la instalación fotovoltaica con baterías.....	58
Figura 5.13: Irradiancia (W/m ²) para el día 15/3/2014.....	60
Figura 5.14: Potencia total consumida (W) frente a potencia total generada fotovoltaica (W) para el día 15/3/2014.....	61
Figura 5.15: Evolución de las potencias (W) de los dispositivos frente al consumo (W).....	62
Figura 5.16: Valores totales mensuales de energía (kWh) frente al consumo (kWh), sistema fotovoltaico con baterías	63
Figura 5.17: Energía total anual (kWh), sistema fotovoltaico con baterías.....	64
Figura 5.18: Evolución del SOC (W) de las baterías desde el 15/8 al 17/8, sistema fotovoltaico con baterías.....	66
Figura 5.19: Porcentaje VAN de cada componente, sistemas fotovoltaico con baterías.....	70
Figura 5.20: Gama de Generadores diésel.....	72
Figura 5.21: Consumo (l / h) del generador diésel de 1,9kVA.....	73
Figura 5.22: Restricciones de la instalación alimentada con generador diésel.....	74
Figura 5.23: Potencia demanda por el consumo (W) frente a la potencia entregada por el generador diésel (W) y exceso de energía (W) para el día 15/3/2014.....	76
Figura 5.24: Evolución del consumo de combustible diésel para el día 15/3/2014.....	77
Figura 5.25: Energía media mensual generada por el generador diésel (kWh) frente al consumo demandado (kWh) y consumo de combustible (l).....	78

Figura 5.26: Energía total anual (kWh) y consumo de combustible anual (l), sistema generador diésel.....	79
Figura 5.27: Porcentaje VAN del Generador diésel y combustible.....	82
Figura 5.28: Restricciones sistema híbrido.....	86
Figura 5.29: Evolución de las potencias (W) de los dispositivos frente al consumo (W) para el día 18/12/2014, sistema híbrido.....	87
Figura 5.30: Energía media mensual de los distintos elementos del sistema híbrido (kWh).....	89
Figura 5.31: Energía total anual (kWh), sistema híbrido.....	90
Figura 5.32: Evolución del SOC (W) de las baterías desde el 15/8 al 17/8, sistema híbrido.....	92
Figura 5.33: Porcentaje VAN de cada componente, sistema híbrido.....	95

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Comparativa entre acoplamiento en CC y en CA para sistemas híbridos.....	20
Tabla 5.1: Irradiación diaria media mensual sobre superficie horizontal.....	39
Tabla 5.2: Irradiación diaria media mensual sobre superficie horizontal y superficie inclinada.....	40
Tabla 5.3: Tabla de consumos (Cargas/Electrodomésticos en CA empleados en la vivienda).....	43
Tabla 5.4: Ciclos de carga-descarga realizados por las baterías durante un año, sistema fotovoltaico con baterías.....	65
Tabla 5.5: Coste inicial de la inversión, en euros (€), sistema fotovoltaico con baterías.....	67
Tabla 5.6: Desglose del coste total del sistema (VAN), en euros (€), sistema fotovoltaico con baterías...	69
Tabla 5.7: Coste inicial de la inversión, en euros (€), sistema diésel.....	80
Tabla 5.8: Coste total del sistema (VAN), en euros (€), sistema diésel.....	81
Tabla 5.9: Ciclos de carga-descarga realizados por las baterías durante 1 año, sistema híbrido.....	91
Tabla 5.10: Coste inicial de la inversión, en euros (€), sistema híbrido.....	93
Tabla 5.11: Coste total del sistema (VAN), en euros (€), sistema híbrido.....	94
Tabla 5.12: Tabla resumen de resultados.....	99

Justificación y objetivos

Tradicionalmente, una solución de electrificación en sistemas aislados podría componerse por una mini-red compuesta por un generador diésel. Con el auge de las energías renovables y la energía solar fotovoltaica se empezaron a utilizar sistemas formados por módulos fotovoltaicos y sus variantes para la generación de energía.

El aumento del coste de los combustibles y su incierta disponibilidad, unido al descenso en el coste de los equipos de generación eléctrica fotovoltaica ha hecho que aun más se apueste por esta forma de generación de energía sostenible. Sin embargo, ante la dificultad de generación eléctrica debido a factores climáticos, en la actualidad se están considerando los sistemas híbridos como una buena solución de abastecimiento de consumo eléctrico integral.

Por todo lo dicho, en el caso particular de este proyecto, se pretende analizar los términos característicos de un sistema híbrido aislado.

Los objetivos que aborda este proyecto son:

- Análisis energético de un sistema híbrido fotovoltaico aislado para la satisfacción de la demanda energética de una vivienda media, en comparación con los sistemas tradicionales.
- Análisis económico de dicho sistema híbrido fotovoltaico aislado para saber la rentabilidad de la inversión, también en comparación con los sistemas tradicionales de generación de energía eléctrica.

Capítulo 1

Introducción a la energía solar fotovoltaica

En este primer capítulo se exponen los términos más importantes de la energía solar fotovoltaica para que queden definidas las bases sobre las que se asienta este proyecto.

1.1 La energía solar

El Sol es una fuente de vida y origen de las diferentes formas de energía que los humanos han aprovechado a lo largo de la historia. Este astro puede proporcionar aquello para satisfacer nuestras necesidades, si aprendemos cómo hacer uso eficiente de la luz que continuamente derrama sobre el planeta. El Sol brilla en el cielo desde hace unos cinco mil millones de años, y se calcula que todavía no ha llegado ni a la mitad de su existencia.

La obtención de energía a partir del aprovechamiento de la radiación electromagnética procedente del Sol se denomina energía solar. Por ello, se puede decir que es una fuente de energía de origen renovable.

La energía solar como fuente de energía presenta como características propias una alta calidad energética con un impacto ecológico nulo, además de ser una fuente energética inagotable. Como dificultades propias ligadas al aprovechamiento de esta energía cabe destacar la variabilidad con la que esta energía llega a la tierra como consecuencia de aspectos geográficos, climáticos y estacionales (EREN, 2004).

En la actualidad, el calor y la luz procedente del Sol pueden aprovecharse por medio de captadores como células fotovoltaicas, helióstatos o acumuladores térmicos, que convierten estas fuentes en energía eléctrica o térmica.

La energía solar es una de las conocidas como energías renovables o energía limpias que pueden ayudar a solucionar algunos de los problemas tan importantes, como es la generación de energía.

Actualmente, y gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación, la economía de escala, y el coste de la energía solar fotovoltaica se han reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales, aumentando a su vez la eficiencia, y su coste medio de generación eléctrica, que ya es competitivo con las fuentes de energía convencionales, en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando la paridad con la red (IEA, 2011).

La fuente de energía solar más desarrollada en la actualidad es la energía solar fotovoltaica. Según informes de organizaciones del sector fotovoltaico, la energía solar fotovoltaica podría suministrar electricidad a dos tercios de la población mundial en 2030 (EPIA, 2007).

Tanto actualmente, como para los próximos años, se prevé una gran demanda de uso de la energía solar, impuesta por el contexto que tratan de desarrollar las políticas energéticas, materializadas en diferentes planes de actuación a todos los niveles (Swanson, 2009).

1.2 Sistema Solar Fotovoltaico

Introducción

La energía solar fotovoltaica es aquella que se obtiene mediante la transformación de la energía solar en energía eléctrica a través del efecto fotoeléctrico.

Un Sistema Solar Fotovoltaico es el grupo de dispositivos cuyo objetivo es convertir la energía solar directamente en energía eléctrica, acondicionando esta energía eléctrica a los requerimientos de una aplicación determinada. De forma general, requiere el acoplamiento de cuatro elementos principales: Módulos fotovoltaicos, regulador, inversor y baterías.

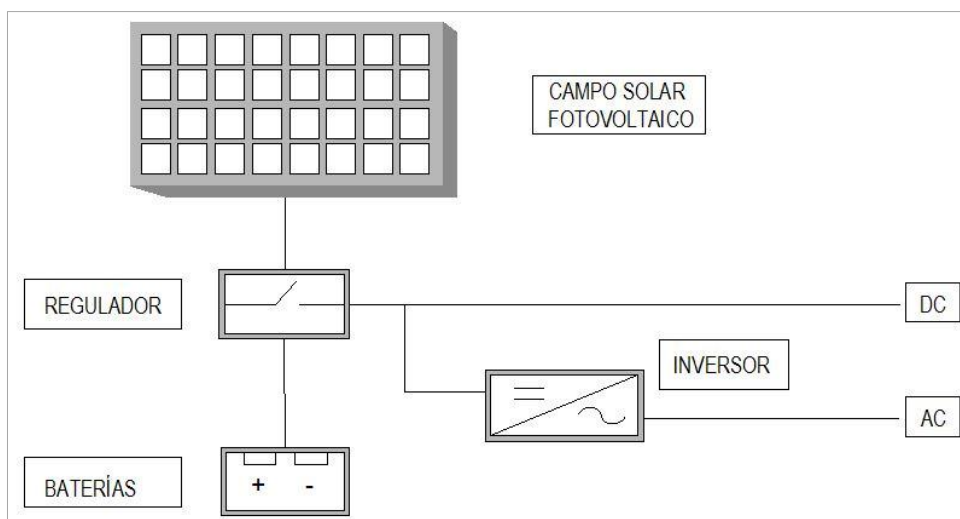


Figura 1.1: Sistema solar fotovoltaico aislado (Tipología híbrida) (Fuente: EREN, 2004)

La luz solar incide sobre la superficie del módulo fotovoltaico, donde es convertida en energía eléctrica de corriente continua por las celdas solares.

A continuación, esta energía es recogida y conducida hasta un regulador de carga con el objetivo de enviar toda o parte de esta energía hasta el banco de baterías, donde es almacenada, previniendo que no se excedan los límites de sobrecarga y descarga. En sistemas fotovoltaicos conectados a la red, no se usan bancos de baterías.

La energía almacenada se utiliza para abastecer las cargas durante la noche o en días de baja insolación o cuando el sistema es incapaz de proporcionar la demanda por sí mismo.

Si los dispositivos a alimentar son de corriente continua, esta alimentación puede hacerse directamente a través del sistema fotovoltaico o desde la batería. Cuando las cargas son de corriente alterna, la energía proveniente del generador fotovoltaico y de las baterías, limitadas por el regulador, es enviada a un inversor de corriente, en donde es convertida a corriente alterna (EREN, 2004).

Un sistema solar fotovoltaico podrá constar de más componentes complementarios del sistema, dependiendo del tipo y tamaño de las cargas a alimentar, el tiempo, hora y época de operación y la naturaleza de los recursos energéticos disponibles en el lugar de la instalación.

Los sistemas solares fotovoltaicos se caracterizan por su simplicidad y fácil instalación. Además su modularidad permite que la capacidad de generación pueda expandirse con la demanda, sin producirse sobredimensionamiento y la obsolescencia de las demás partes que componen el sistema. Cabe destacar que estos sistemas se pueden ubicar directamente en el sitio de la demanda, tienen elevada fiabilidad y requieren poco mantenimiento. Finalmente, estos sistemas en funcionamiento no producen contaminación ambiental, ruido, y tampoco tienen emisión espectral significativa (ASIF, 2010).

Objetivo de un sistema solar fotovoltaico

El principal objetivo de una instalación solar es conseguir la máxima producción de energía eléctrica.

La cantidad de energía solar aprovechable depende de múltiples factores, algunos de éstos pueden ser controlados a la hora de implementar su diseño o realizar la instalación (orientación, inclinación, ubicación de los módulos fotovoltaicos, etc.) y otros que no se pueden controlar, debido a que son consecuencia de la situación geográfica del sistema y de los parámetros meteorológicos del lugar (Eiffert & Kiss, 2000).

Principalmente existen dos tipos de sistemas fotovoltaicos:

-Instalaciones aisladas de la red eléctrica, en las que no se dispone de la energía eléctrica de la red convencional. Por ello, el consumo eléctrico debe ser proporcionado en su totalidad por la instalación, y ésta almacenará la generación eléctrica solar en baterías para su uso cuando sea solicitada. La opción

más económica y sostenible en los entornos alejados de las redes eléctricas son los sistemas aislados que cuentan con autonomía y libertad respecto a las compañías eléctricas.

-Instalaciones conectadas a la red eléctrica convencional, en las que la producción eléctrica del sistema solar es destinada, totalmente, a su venta a la red eléctrica de distribución convencional. Las instalaciones conectadas a la red son simples, únicamente requieren instalar los módulos fotovoltaicos, el cableado y el inversor, sin precisar el uso de baterías (EREN, 2004).

La competitividad económica de los sistemas solares fotovoltaicos depende de la accesibilidad a las ayudas que disminuyen el precio de la instalación (subvenciones, créditos con bajos tipos de interés, desgravaciones fiscales, financiación por terceros, etc.)

Para conseguir una total incorporación de las instalaciones fotovoltaicas en la sociedad, como una solución complementaria a los sistemas tradicionales de suministro eléctrico, es importante superar las barreras administrativas, económicas y sociales (D.G. de Industria, Energía y Minas, ASIF y Cámara Oficial de Comercio e Industria de Madrid, 2004).

1.3 Situación actual

Una vez introducidos los términos generales de la energía solar fotovoltaica, se hace un repaso sobre la situación actual que vive este sector energético tanto a nivel mundial como nacional.

Situación internacional

A nivel mundial entre los años 2001 y 2014 se viene dando un incremento exponencial de la energía fotovoltaica. Según estudios y estadísticas la potencia total fotovoltaica instalada (conexión a red) en el mundo, suponía 7,6 GW en 2007, 16 GW en 2008, 23 GW en 2009, 40 GW en 2010, 70 GW en 2011 y 100 GW en 2012. Como se aprecia, esta potencia total llega a doblarse aproximadamente cada dos años, llegándose a finales del 2013 a unas cifras aproximadas de potencia instalada que ascendía a 140 GW.

Este crecimiento se ha experimentado gracias a los mecanismos de fomento de algunos países que han propiciado un gran crecimiento de la capacidad global de fabricación, distribución e instalación de esta tecnología.

Estas actuaciones han propiciado que la energía solar fotovoltaica en algunos países como Alemania, Italia, España o Estado Unidos cubra valores del 10% de la demanda eléctrica. La producción anual de energía eléctrica generada por la esta energía a nivel mundial corresponde en 2014 una cantidad

aproximada de 160 teravatios-hora, valor suficiente como para abastecer las necesidades energéticas de más de 30 millones de hogares, cubriendo un 0,85% de la demanda mundial de electricidad.

Según la potencia acumulada, los tres emplazamientos de mayor importancia en términos fotovoltaicos son Europa, Japón y EE.UU. Japón con cerca de 3.622 MW acumulados y EE.UU. con aproximadamente 2.727 MW representan el 9% y el 6,80% respectivamente de la potencia total.

En un futuro próximo es previsible que esta distribución del mercado se mantenga, pero hay países que empiezan a destacar, lo cual hace suponer también que en el futuro el peso relativo de los países con más potencia no será tan relevante como en la actualidad.

La evolución mundial continúa creciendo, pero existen algunas cuestiones claves influentes en el desarrollo de esta industria, como las políticas de los diferentes países que decidan acogerla y desarrollarla, la competitividad con otras fuentes de electricidad, la consolidación de la industria y la situación del comercio. Además, un papel importante ocupa en este desarrollo la concienciación social medioambiental que coge fuerza día a día y que ve esta fuente de energía como una contribuir a evitar la emisión de una gran cantidad de gases de efecto invernadero.

En el siguiente gráfico se representa el histórico de la potencia acumulada a nivel mundial en los últimos años, apreciándose claramente el crecimiento exponencial, anteriormente comentado (Masson et al., 2014).

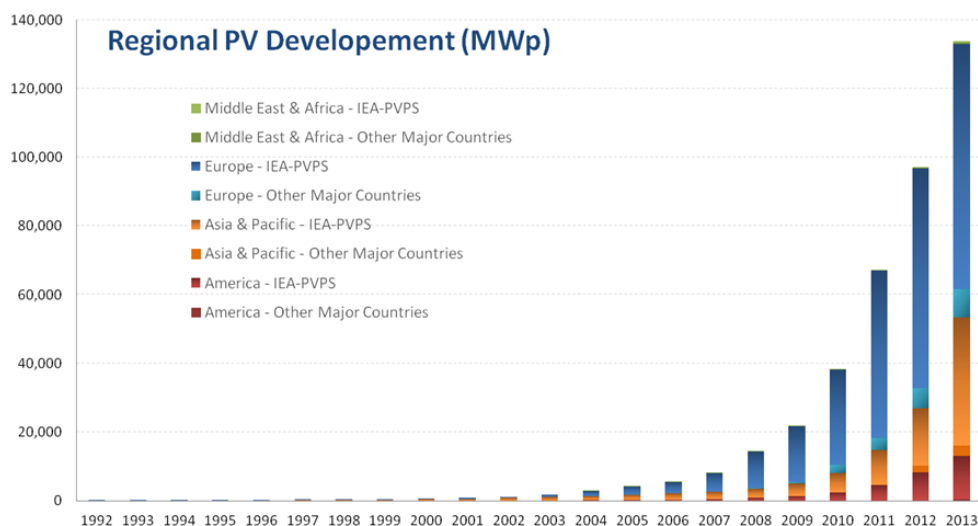


Figura 1.2: Potencia fotovoltaica mundial instalada hasta 2013, en megavatios (MW), expresada por región (Fuente: Masson et al., 2014)

Situación en España

España es uno de los países de Europa con mayor irradiación anual. Esto hace que la energía solar sea en este país más rentable que en otros. Regiones como el norte de España, que generalmente se consideran poco adecuadas para la energía fotovoltaica, reciben más irradiación anual que la media en Alemania, país que mantiene desde hace años el liderazgo en la promoción de la energía solar fotovoltaica.

Gracias a la eliminación de las barreras económicas para la conexión de las energías renovables a la red eléctrica a partir del 2004 y en los años posteriores en los que se regularizó las condiciones para su producción a gran escala, y garantizó su venta mediante primas a la generación (BOE, 2007); en el año 2008, España se convirtió en uno de los países con más potencia fotovoltaica instalada del mundo, con 2708 MW instalados en un sólo año.

Sin embargo, a consecuencia de las medidas restrictivas y con carácter retroactivo para la energía fotovoltaica evidenciadas en la legislación (BOE 2008), se ralentizó la construcción de nuevas plantas fotovoltaicas, de tal forma que en 2009 se instalaron tan sólo 19 MW, en 2010, 420 MW, y en 2011 se instalaron 354 MW, correspondiendo al 2% del total de la Unión Europea.

En términos de producción energética, en 2010 la energía fotovoltaica supuso en España aproximadamente el 2% de la generación de electricidad, mientras que en 2011 representó el 2,9% de la generación eléctrica, según datos oficiales. A finales de 2013 la potencia fotovoltaica instalada en España ascendía a 4679 MW (Red Eléctrica de España, 2013).

En los últimos años el panorama fotovoltaico en España ha evidenciado un notable cambio. El parque fotovoltaico español conectado a la red, con más de 4.500 MW instalados y más de 60.000 instalaciones, representa un 4% de la potencia total instalada en España. Como dato relevante, las instalaciones conectadas antes de 2009 representan el 74% del parque fotovoltaico.

En cuanto al volumen de fotovoltaica aislada, se calcula que hay alrededor de 24,6 MW. De acuerdo con estos datos, en España habría 97,8 Wp fotovoltaicos por habitante, lo que nos situaría en el octavo puesto de la Unión Europea, por detrás de Alemania, Italia, Bélgica, la República Checa, Grecia, Bulgaria y Eslovenia.

En el caso de que no se revierta la situación reguladora (BOE, 2011), según estudios representativos, se estima que entre 2010 y 2020 la fotovoltaica verá mermada su retribución en más de 5.800 millones de euros, aproximadamente un 20% de los ingresos totales del sector durante este periodo.

Esta regulación impide la posibilidad de que el consumidor produzca su propia electricidad a un precio más económico que el del suministro convencional y paraliza la entrada de nueva competencia en el mercado eléctrico. Esta medida, contrasta con las políticas europeas que han ido disminuyendo el pago de una prima por la generación eléctrica fotovoltaica para sustituirse por políticas que fomentan el autoconsumo y la generación distribuida (Díaz, 2013).

Tras un análisis de la situación de la energía solar fotovoltaica en España, se plasman en la siguiente gráfica los acontecimientos más relevantes ocasionados hasta la actualidad.



Figura 1.3: Potencia solar fotovoltaica instalada en España hasta 2013 (Fuente: Díaz, 2013)

Capítulo 2

Tipos de instalaciones fotovoltaicas

Como se ha explicado brevemente en el capítulo anterior, existen dos tipos de instalaciones solares fotovoltaicas, dependiendo del uso final que se le dé a la electricidad producida.

2.1 Instalaciones aisladas de la red eléctrica

Principalmente, cabe destacar este tipo de instalación fotovoltaica, ya que va a ser sujeto de descripción, análisis y cálculo a lo largo de este proyecto.

Gracias a los sistemas aislados, podemos disponer de electricidad en los entornos alejados de la red de distribución eléctrica. De este modo se pueden cubrir las necesidades de energía eléctrica en casas de campo, refugios de montaña, bombeos de agua, instalaciones ganaderas, etc.

Este tipo de sistemas se caracterizan porque se basan principalmente en la captación de la energía solar mediante módulos fotovoltaicos y almacenamiento de la energía eléctrica producida en baterías. Una instalación aislada de red debe garantizar el suministro eléctrico aún en las peores condiciones meteorológicas ya que, en algunos casos, no se dispone de otra fuente de energía (Pareja, 2010).

Este tipo de sistema fotovoltaico también puede ser llamado sistema de autoconsumo. Esta tarea de autoconsumo pueden ponerla en práctica individuos, familias, empresas, organizaciones, etc., siempre y cuando él o los beneficiarios de la energía producida sean ellos mismos (Swanson, 2009).

Ventajas del autoconsumo respecto al consumo de la red:

- Posibilidad de una producción de energía eléctrica más barata mediante autoconsumo, debido al abaratamiento de estos sistemas y el encarecimiento de las tarifas eléctricas.
- Reducción de la dependencia de las compañías eléctricas.
- Utilización de una fuente de energía sostenible con el medio ambiente, inagotable, limpia y gratuita.
- Se reduce la necesidad de invertir en nuevas redes y las pérdidas de energía por el transporte de la electricidad a través de la red (BOE, 2011).
- Se reduce la dependencia energética del país con el exterior.
- Se evitan problemas como cortes de electricidad y subidas de tensión cuando se intenta abastecer la demanda, en momentos de hora punta.

A pesar de contar con estas ventajas, estos sistemas han contado y cuentan con una serie de obstáculos que se tratan de suprimir o abordar en medida de lo posible.

El coste de compra de estos sistemas era uno de los principales obstáculos hace unos años. Sin embargo este hecho ha ido cambiando, dado que los precios se han abaratado en gran medida en comparación con los precios de las compañías eléctricas, los cuales han subido de forma continua y se espera que se sigan incrementando.

Otro obstáculo del autoconsumo es la intermitencia de la generación de electricidad a partir de la energía solar. Así, un sistema de placas solares por la noche no generará electricidad, siendo necesario un sistema de almacenamiento en caso de instalaciones aisladas (Carmona & Díaz, 2010).

Los componentes de un sistema de autoconsumo, y en especial de la hibridación fotovoltaica, tema de estudio de este proyecto, se explicarán de forma detallada en capítulos posteriores.

2.2 Instalaciones conectadas a la red eléctrica

Este sistema consiste en generar electricidad mediante módulos fotovoltaicos e inyectarla directamente a la red de distribución eléctrica. Actualmente, en ciertos países la ley obliga a las compañías de distribución eléctrica a comprar la energía inyectada a la red por estas centrales fotovoltaicas. Se obtiene así, además de beneficios ambientales, también beneficios económicos vendiendo la energía eléctrica producida (García, 2010).

Este tipo de instalaciones consta de tres elementos principales: Módulo fotovoltaico, inversor y contador.

Dado que el principal objetivo de estas instalaciones es sacar provecho económico, se destaca el contador. La compañía eléctrica debe conceder un punto de conexión en el que ceder la electricidad a la red antes de poner en funcionamiento una instalación fotovoltaica. Es posible que una planta fotovoltaica pueda estar formada por varias instalaciones independientes, por ello cada una de ellas debe disponer de un contador que registre su producción y así contabilizar la venta de electricidad a la compañía eléctrica.

Estas plantas fotovoltaicas formadas por varias instalaciones independientes son en realidad un modelo de inversión llamadas huertas solares, en las que distintos inversores pueden ser propietarios, reduciendo de este modo los costes de mantenimiento, infraestructura y vigilancia.

Las compañías eléctricas compran la producción eléctrica de estas huertas a precios ya predefinidos y estipulados, dependiendo del tipo de instalación y del tipo de financiación al que se acoja el inversor (Santamaría & Castejón, 2010).



En general, una instalación fotovoltaica tiene un tiempo aproximado de amortización de entre nueve y doce años.

Los expertos determinan que la vida útil y productiva de estas instalaciones puede estar por encima de los 40 años. Para ello, y para maximizar el rendimiento de la instalación a lo largo de su utilización, se deben llevar a cabo un seguimiento de mantenimiento preventivo de todos los componentes que configuran la planta a través de un equipo de profesionales de mantenimiento integral (Díaz, 2013).

Capítulo 3

Sistemas híbridos

En este capítulo se avanza un paso más en los temas que están en plena evolución y son pioneros en el campo de la fotovoltaica. Se introduce el concepto referente a la combinación de un sistema fotovoltaico junto con otro sistema generador de energía y las distintas formas de enlace.

3.1 Hibridación fotovoltaica

En este apartado se hará una introducción sobre el tema a tratar y objeto de este proyecto.

Este proyecto presenta el estudio y cálculo de la técnica de la hibridación fotovoltaica mediante una instalación formada por un generador fotovoltaico, acompañado de almacenamiento de energía mediante baterías y un generador diésel como fuente de apoyo.

En términos generales, un sistema híbrido es la confección de un sistema único a partir de una anexión o combinación coordinada de dos o más tecnologías de captación de energía. El propósito del sistema resultante es aprovechar al máximo el rendimiento de cada tecnología utilizada para conseguir un sistema lo más rentable posible.

Estos sistemas son típicos de los entornos aislados, donde el nivel de acceso a la electricidad no es óptimo. Por ello, actualmente, los sistemas de generación renovables están empezando a combinarse con un generador diésel, entre otras técnicas, con el objetivo de disminuir el coste del sistema y aumentar su fiabilidad (Salas & Labarquilla, 2014).

Son múltiples las razones por las que implantar un sistema híbrido fotovoltaico, alguna de las cuales están relacionadas con la subida o bajada de los costes. Por ejemplo, la considerable subida del precio del gasóleo industrial, al igual que la subida del precio del kWh de la energía convencional, así como el descenso en los últimos años de los costes de los componentes de los sistemas fotovoltaicos, como son los módulos fotovoltaicos (Salas & Olías, 2013)

Otras razones para el empleo de esta hibridación son el nivel de acceso a la electricidad, dado que en los ámbitos más rurales este acceso es complicado, así como otra característica influyente sería el nivel de radiación solar que azota el emplazamiento donde se desea implementar el sistema (Salas & Olías, 2013).

Este proyecto, como se ha comentado anteriormente, se centra en el sistema híbrido fotovoltaico, el cuál puede definirse como un sistema multifuente en el que se combina un sistema fotovoltaico conectado en paralelo con otro tipo de generadores. Específicamente la fuente de apoyo será un generador diésel.

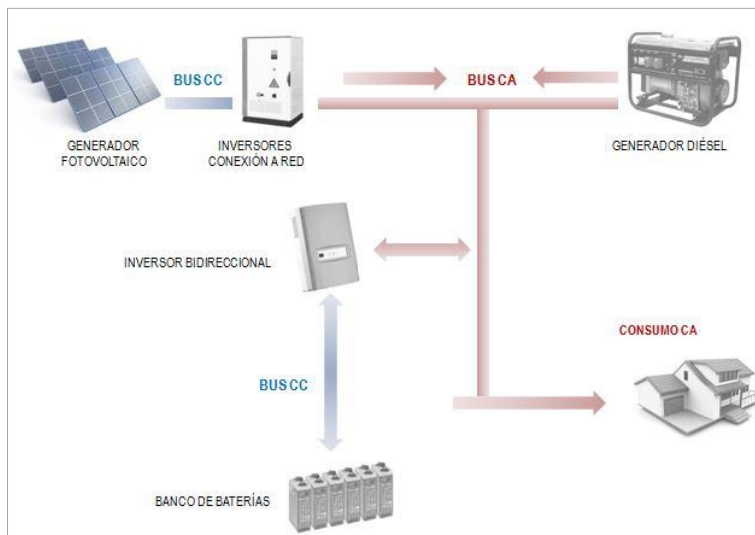


Figura 3.1: Sistema híbrido fotovoltaico (Generador fotovoltaico, baterías y generador diésel)

Una breve explicación del sistema híbrido fotovoltaico con baterías y generador diésel sería la siguiente.

La irradiación incidente sobre el emplazamiento en el que se establece el sistema penetra en los módulos fotovoltaicos los cuales generan una corriente eléctrica en CC la cuál es transformada a CA por un inversor de conexión a red y transmitida al consumo para abastecer a las cargas. Si la irradiación fuera suficiente como para producir un exceso de energía, ésta se emplearía para cargar las baterías a través de un inversor bidireccional (en el cuál entraremos en detalle más adelante), en cuyo momento desempeñaría su función de cargador.

En el momento en el que la irradiación no es suficiente, ya puede ser debido a la presencia de nubes en la zona o estaciones del año en el que irradiación no es suficiente como para alimentar el consumo, la energía demandada por el consumo será satisfecha por la energía acumulada en las baterías y entregada por el inversor bidireccional, en este momento actuando como inversor autónomo.

La actuación del generador diesel entra en escena en los momentos en los que una vez cargadas las baterías, éstas han suministrado su energía y han quedado descargadas, entonces el generador diesel volverá a cargarlas con el fin de mantener el sistema en todo el momento abastecido. Dichos momentos suelen ser frecuentemente al inicio y fin del día.

Así quedaría resumido de una manera introductoria el funcionamiento del sistema en cuestión. En los puntos siguientes se explicará de manera visual este funcionamiento paso a paso a través de gráficas que faciliten la comprensión del sistema (Salas, 2014).

3.2 Configuraciones-topologías

En este apartado se analizarán las diferentes configuraciones, componentes y funcionamiento que se pueden dar en sistemas híbridos atendiendo a su bus de conexión (Corriente Continua o Corriente Alterna), y atendiendo a la especificación de que estas topologías suministrarán potencia a cargas en corriente alterna.

Hibridación fotovoltaica con acoplamiento en Corriente Continua (CC)

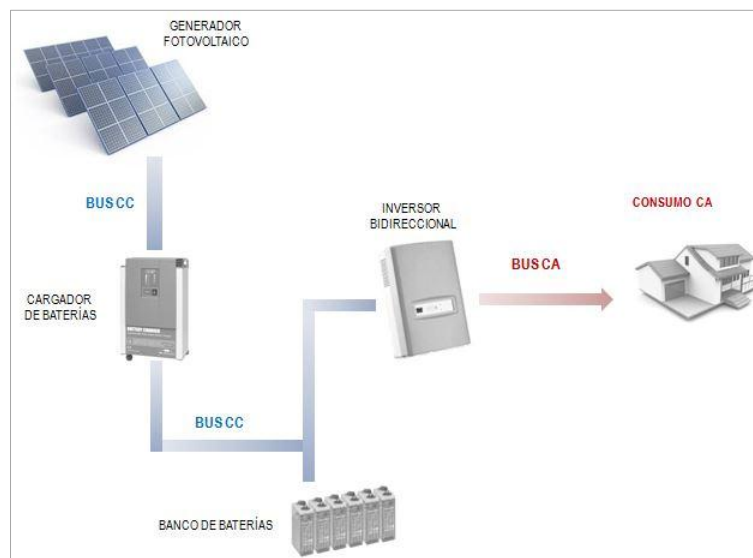


Figura 3.2: Hibridación fotovoltaica con acoplamiento en CC

Este tipo de configuración fue una de las pioneras y por sus primarios orígenes, una de las más populares y utilizadas.

Para la composición de este sistema son necesarios los siguientes componentes: módulo fotovoltaico, cargador de baterías, banco de baterías, inversor aislado y las cargas que serán debidamente alimentadas.

Dado que las cargas serán alimentadas en corriente alterna, el bus de corriente continua será común para estos dispositivos hasta una vez llegado al inversor aislado, el cual conectará en alterna con las cargas, como se aprecia en la figura 3.2.

Tradicionalmente para este bus de continua se han empleado pequeñas tensiones que han variado fundamentalmente desde los 12V a las 48V, lo que derivaba en posibles problemas de pérdidas de potencia cuando la configuración contaba con grandes distancias, de ahí que este sistema se ha implementado para no muy grandes potencias. Aunque estos problemas se podrían solucionar utilizando tensiones más altas que podrían llegar hasta los 800V, sin embargo, los principales fabricantes no suelen ofrecer controladores ni inversores que soporten estas tensiones (Salas, 2014).

Hibridación fotovoltaica con acoplamiento en Corriente Alterna (CA)

Una alternativa a la configuración vista previamente es el acoplamiento en Corriente Alterna.

Estas configuraciones se caracterizarán por tener dos dispositivos destacados: el inversor de conexión a red y el inversor bidireccional (inversor/cargador).

Las ventajas de los sistemas híbridos basados en líneas de corriente alterna son las siguientes:

- Debido a que todos los usuarios y fuentes de energía están conectados al bus de CA se consigue una gran flexibilidad.
- Se abarcan grandes rangos de potencia, dado que la CA es estándar.
- Pueden formar parte de la red híbrida distintas fuentes de energía convencionales y locales.
- Fácil expansión del número de fases.

Dentro del acoplamiento en CA, se pueden distinguir varias configuraciones las cuales se explicarán a continuación.

Hibridación fotovoltaica + banco de baterías

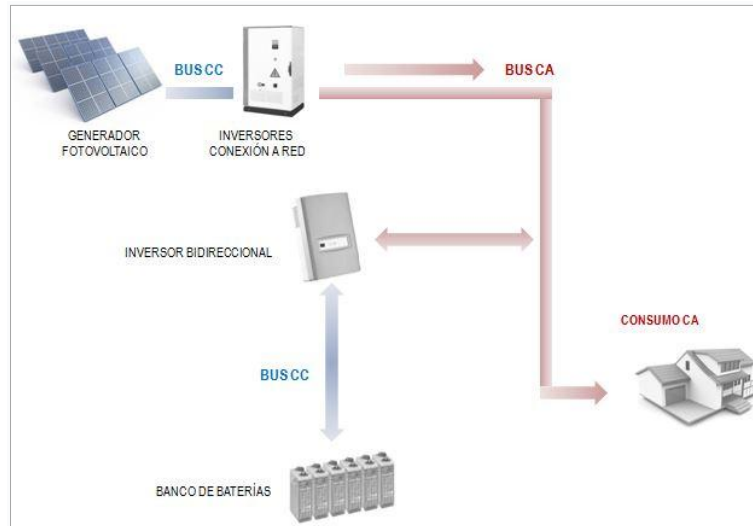


Figura 3.3: Hibridación fotovoltaica + baterías con acoplamiento en CA

Como se ha comentado anteriormente, este tipo de configuración contará con un inversor bidireccional el cual caracterizará el sistema. Este inversor bidireccional trabajará como fuente de tensión y generará el bus de corriente alterna al cual irá enlazado el inversor de conexión a red operando como fuente de corriente. La máxima potencia entregada a la carga vendría establecida por el inversor bidireccional pero el desarrollo tecnológico de los inversores de conexión a red ampliará las posibilidades de los sistemas híbridos.

Al contrario que en la configuración descrita anteriormente, en la que no había un camino directo de la energía hasta el consumo en CA, aquí, si es posible el flujo de energía directo desde la salida del inversor hasta las cargas.

El funcionamiento de este tipo de configuración es el siguiente. El conjunto de módulos fotovoltaicos que componen el generador fotovoltaico abastecen al consumo con la potencia necesaria. En el momento en el que se produjera un exceso de esa potencia entregada, el inversor bidireccional utilizaría esta energía sobrante para cargar las baterías, actuando así como un cargador. Con este fin, en el momento en el que no hubiera generación fotovoltaica debido a una insolación insuficiente se abastecería el consumo a partir del banco de baterías. Este funcionamiento caracterizaría al inversor bidireccional como inversor autónomo (Salas, 2014).

Como esta configuración no dispone de una fuente de abastecimiento complementaria, para que se diera una alimentación continua a la carga, el sistema debería dimensionarse adecuadamente para este fin.

Hibridación fotovoltaica + Generador Diesel + Banco de baterías

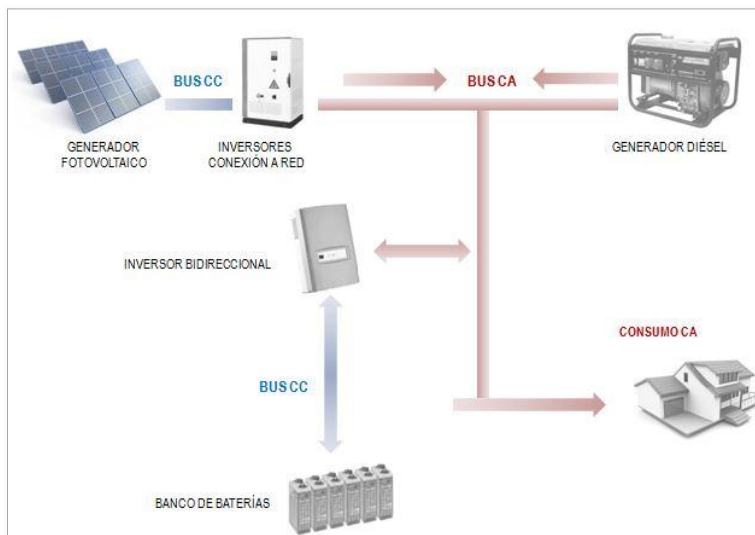


Figura 3.4: Hibridación fotovoltaica + baterías + generador diesel con acoplamiento en CA

Una variación o ampliación de la configuración anteriormente descrita sería añadir como sistema adicional de respaldo un generador diesel.

Algo típico al final cada día es que las baterías se descarguen casi por completo, en este momento se activaría la fuente de respaldo energético, el generador diesel, y las cargaría a corriente constante.

Algo característico que cabe destacar en este tipo de configuraciones es que nunca operarán simultáneamente el generador diesel y el inversor bidireccional cuando esté trabajando como inversor aislado. Además de que no se permite un retorno energético hacia el generador diesel.

Otra característica de este tipo de sistemas es la capacidad de poder regular el régimen de operación del generador fotovoltaico controlándolo a partir de la frecuencia o tensión del bus de CA, es decir es posible llevar a cabo una regulación por frecuencia y tensión de corriente alterna del inversor de conexión a red.

El inversor bidireccional suele hacer la regulación por frecuencia mientras que el generador diesel se encarga de la regulación de la tensión. Estas regulaciones se hacen con el fin de realizar una carga más eficiente de las baterías evitando micro-ciclos que pueden deteriorar las baterías.

Aunque las baterías estén cargadas, el inversor de conexión a red nunca se desconecta (Salas, 2014).

Hibridación fotovoltaica + Red pública de energía+ Banco de baterías

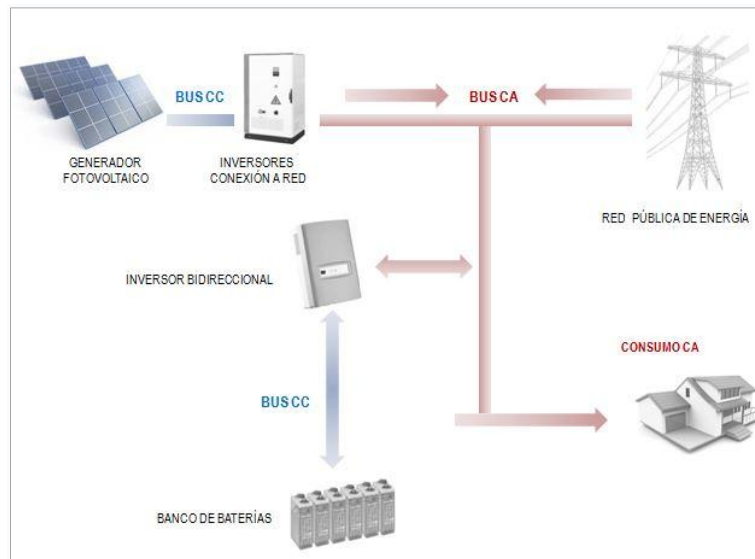


Figura 3.5: Hibridación fotovoltaica + red pública + baterías con acoplamiento en CA

Este sistema trabajaría de igual manera, con la distinción de que el apoyo energético vendría dado por la red pública de energía.

De este modo, en el momento en el que se produjera una descarga de las baterías, entraría en actuación el respaldo energético por parte de la compañía específica a la que esté conectada la instalación (Salas & Olías, 2013).

Se debe mencionar que este sistema no es un sistema de autoconsumo propio ya que está respaldado por la red eléctrica.

Hibridación fotovoltaica con acoplamiento mixto (CC+CA)

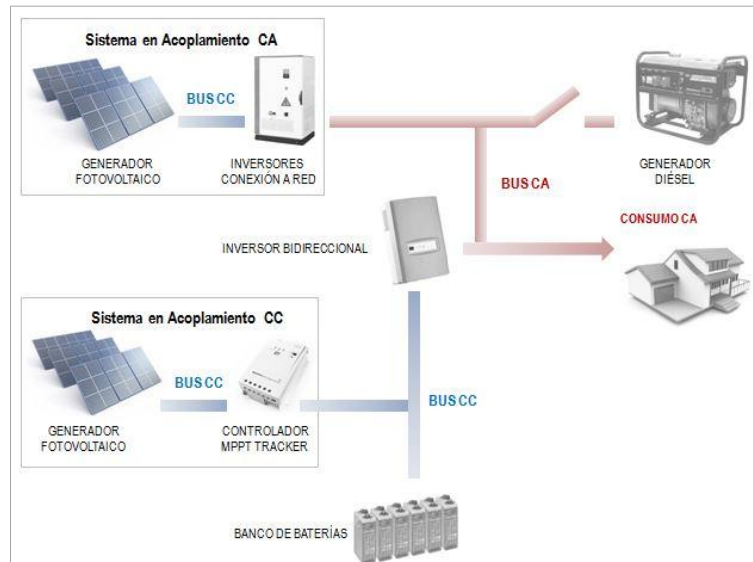


Figura 3.6: Hibridación fotovoltaica con acoplamiento mixto

Este tipo de configuración será el resultado de unir las dos configuraciones principales anteriormente descritas. Con ello, se puede coger el modelo más eficiente en cada tarea. Por ejemplo, el proceso de cargar las baterías es más eficiente utilizando la configuración del acoplamiento en CC.

A la hora de la utilización de la energía proveniente del generador fotovoltaico es más eficiente hacerlo con una configuración con acoplamiento en CA. Mientras que si la energía proviene del banco de baterías se debe utilizar, por el contrario, la configuración con acoplamiento en CC.

Con estas aclaraciones, se puede decir que la manera más eficiente de utilizar toda la energía en un sistema híbrido fotovoltaico sería el empleo de una configuración mixta entre el bus de CC y el de CA (Salas& Olías, 2013).

Comparativa entre acoplamiento en CC y en CA

Tabla 3.1: Comparativa entre acoplamiento en CC y en CA para sistemas híbridos

	Acoplamiento en CC	Acoplamiento en CA
Potencia	Normalmente, por debajo del KW	Instalaciones que llegan al MW de potencia
Instalación	Necesaria una instalación específica	Fácil instalación, más utilizada
Ampliable	Muy limitada la ampliación del sistema	Libremente ampliable con las distintas fuentes de respaldo energético
Cargas	Solamente para iluminación	Aplicable a todo tipo de cargas
Distancias	Normalmente hasta 50m (24V)	Normalmente hasta 1km (230V)
Costes	Cargas/conductos caros	Componentes standard

En la tabla anterior se ha realizado una comparación entre los dos tipos de acoplamiento que puede seguir la instalación híbrida fotovoltaica.

Por lo general, a partir de este resumen de términos específicos, el acoplamiento que tendría más ventajas sería el acoplamiento CC. Esto es debido a que el acoplamiento CC fue el pionero, pero los principales fabricantes, viendo las ventajas que ofrecía esta nueva forma de acoplamiento se han decantado por el acoplamiento CA, poniendo más énfasis en la mejora de este tipo y se dejó a parte la búsqueda de soluciones a las limitaciones del acoplamiento CC que se especifican en la tabla. Sin embargo, por la gran aceptación que tuvo en su momento, sigue habiendo una gran cantidad de instalaciones con este tipo de configuración con acoplamiento en CC.

Capítulo 4

Descripción de los elementos de una instalación híbrida fotovoltaica

De forma general, una instalación solar fotovoltaica se adapta a un esquema como el representado en la Figura 1.1 del Capítulo 1 y puede tener variaciones representadas en las imágenes de sistemas fotovoltaicos que se han expuesto hasta el momento. Por tanto, para un correcto control y funcionamiento de la instalación híbrida, esta debe incluir una serie de elementos indispensables, como son: el módulo fotovoltaico, un sistema de acumulación eléctrica, el regulador, el inversor, y otros elementos fundamentales de la hibridación con los que se permite cumplir las condiciones de seguridad y rendimiento de la instalación.

A lo largo de este capítulo se detallarán el funcionamiento de cada uno de estos elementos.

Módulos Fotovoltaicos

El módulo o panel fotovoltaico es el componente fundamental de un sistema solar fotovoltaico. El cuál, tiene como objetivo captar la energía solar incidente y generar una corriente eléctrica.

Está compuesto por un número determinado de células, conectadas eléctricamente, encapsuladas y montadas sobre una estructura o marco (Carmona & Díaz, 2010).

A continuación, se representa un esquema típico de su composición y se introducen sus principales elementos:

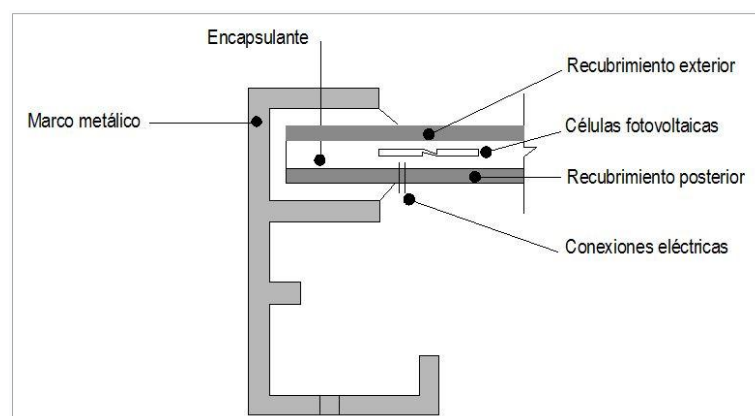


Figura 4.1: Esquema de un módulo fotovoltaico (Fuente: EREN, 2004)

Célula solar, elemento principal del módulo fotovoltaico y por tanto de la instalación. Caracterizada por convertir directamente los fotones provenientes de la luz del sol en energía eléctrica, esto es conocido como efecto fotovoltaico.

Una célula solar se comporta como un diodo: la superficie en contacto con la radiación solar es la parte N, y la otra parte no expuesta a la radiación solar, la P. Los terminales de conexión de la célula se sitúan sobre cada una de estas partes del diodo: la zona P esta metalizada completamente, mientras que en la zona N el metalizado tiene forma de peine, con el propósito de que la radiación solar llegue al semiconductor. Al incidir la radiación solar y juntarse ambas zonas de los semiconductores, se producirá una fuerza electromotriz debido al movimiento de los electrones en exceso de la zona N hacia los huecos de la zona P. Para permitir el movimiento exterior de los electrones se disponen mallas metálicas en ambas zonas que serán unidas mediante conductores eléctricos para extraer la corriente eléctrica generada por la célula.

Los tipos de módulos se caracterizan por la tecnología de fabricación de sus células solares, fabricadas mediante la cristalización del silicio. Son de tres tipos:

- Silicio monocristalino*, las células están compuestas por silicio de un solo cristal, cuya red cristalina es igual en todo el cristal y sin imperfecciones. Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.

- Silicio policristalino*, se obtienen redes cristalinas diversas en cada cristal de silicio y se conforma la célula mediante la unión de diferentes cristales, debido a que los procesos de cristalización no son ordenados.

- Silicio amorfo*, no hay red cristalina y el componente es depositado sobre finas capas que se unen entre sí.

Recubrimiento exterior, aunque puede estar fabricado por materiales orgánicos generalmente es de vidrio con el objetivo de facilitar en la medida de lo posible la captación de radiación solar por la célula fotovoltaica. Este componente también sirve como protección para las células fotovoltaicas ante los fenómenos atmosféricos.

Material encapsulante, protege las células y también a las conexiones ante posibles vibraciones. Se utilizan materiales a base de siliconas que son bastante transparentes a la radiación solar y no se degradan fácilmente frente a la abrasión, la humedad y los rayos UV.

Recubrimiento posterior, sirve de cerramiento y protección. Suele ser vidrio de un color claro que permite a la radiación que ha penetrado entre las células ser reflejada por esta superficie y volver al recubrimiento exterior con el fin de volver a ser reflejada y ser absorbida por las células.

Conexionado, estas conexiones suelen situarse en la parte posterior del módulo y van conectadas entre sí en serie o en paralelo. Estas conexiones deberán garantizar el nivel adecuado de tensión e intensidad para el que ha sido diseñado el módulo fotovoltaico.

Marco del panel, suele ser de aluminio anodizado o acero inoxidable para envolver todo el conjunto del módulo. Debe ser una estructura estanca que permitirá la instalación sobre un determinado soporte.

Todo módulo fotovoltaico tiene una caracterización eléctrica que se define a través de la gráfica Tensión-Intensidad (V-I). Para conseguir estos valores que caracterizarán la gráfica, el módulo será sometido a unas condiciones estándar de medida.

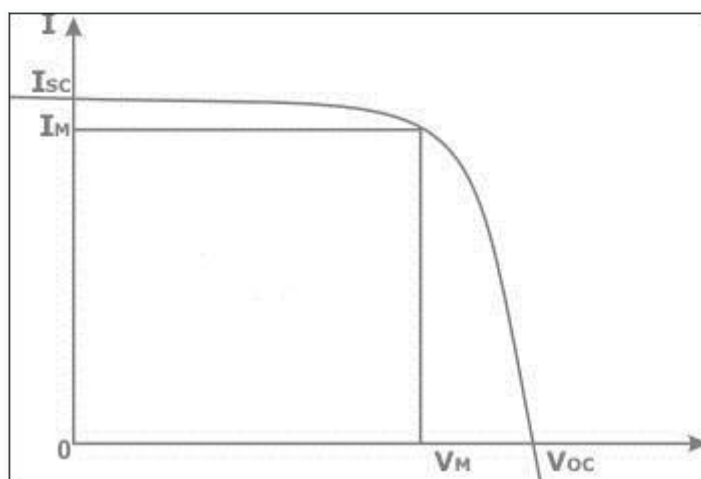


Figura 4.2: Curva V-I genérica de un módulo fotovoltaico

A continuación, se exponen los parámetros fundamentales que caracterizan el comportamiento del módulo fotovoltaico.

Tensión nominal (V_n), es el valor de la tensión de diseño a la cual trabaja el panel. Este parámetro eléctrico indica si el panel es adecuado o no para ser utilizado en sistemas en los que sea habitual esa tensión.

Tensión a circuito abierto (V_{oc}), la máxima tensión obtenida en los extremos del módulo, si no hubiese flujo de corriente entre los bornes del mismo. El voltaje de un módulo fotovoltaico es la tensión de cada una de sus células por el número de éstas conectadas en serie.

Corriente o Intensidad de cortocircuito (I_{sc}), es el máximo valor de intensidad que puede circular por el panel. Se da cuando sus terminales están cortocircuitados. Esta intensidad de un módulo es igual al de una de sus células multiplicadas por el número de filas conectadas en paralelo.

Potencia máxima (P_m), es la mayor potencia que puede entregar el módulo. Existirán dos valores para los cuales la potencia entregada sea máxima: tensión máxima (V_m) e intensidad máxima (I_m), que siempre serán menores que V_{oc} e I_{sc} . Por tanto, la potencia máxima que puede entregar el módulo será el producto de ambos valores máximos.

Factor de forma (FF), es el cociente entre la potencia máxima y el producto de la tensión a circuito abierto y la corriente de cortocircuito. Se caracteriza por sus valores típicos de 0,7 ó 0,8.

Cabe destacar que las condiciones del entorno hacen que varíe el comportamiento eléctrico de un módulo.

Si se produce un aumento de la radiación solar, la corriente de cortocircuito aumentará y ello producirá aumentos en la potencia entregada. Pero, si aumenta la temperatura ambiente, se producirá un incremento de la tensión a circuito abierto, y ello llevará consigo una disminución de la potencia (EREN, 2010).

A partir de esta explicación de comportamiento se expone la eficiencia del módulo como el cociente entre la potencia eléctrica producida por el módulo y la radiación incidente sobre el mismo.

Acumuladores eléctricos. Baterías

La energía solar no llega a los módulos fotovoltaicos de manera uniforme. Por ello, es necesario utilizar algún sistema de almacenamiento de energía para hacer frente a la demanda eléctrica en momentos de poca o nula radiación solar (EREN, 2010).

Los sistemas solares fotovoltaicos utilizan acumuladores eléctricos o baterías donde se almacena energía en forma de electricidad.



Figura 4.3: Acumulador eléctrico

Se define batería como el dispositivo capaz de transformar la energía química en eléctrica.

En una instalación fotovoltaica las baterías tienen los siguientes objetivos (Carmona & Díaz, 2010):

- Almacenar energía durante un determinado periodo de tiempo.
- Proporcionar una potencia instantánea elevada.
- Determinar la tensión de trabajo de la instalación.

Cabe destacar una serie de parámetros característicos de las baterías:

Capacidad, cantidad de energía que puede suministrar la batería en unas determinadas condiciones de trabajo. Se mide en amperios hora (Ah). Este parámetro está influenciado por la temperatura, el cual aumenta si ésta aumenta y disminuye en caso contrario.

Tensión, una batería es una fuente de tensión continua.

Eficiencia de carga, relación entre la energía empleada para recargar la batería y la energía realmente almacenada. Interesa que sea un valor próximo al 100%, lo que indicaría que toda la energía empleada para la recarga puede ser empleada en la salida de la instalación.

Estado de carga (SOC), el estado de carga se refiere a la energía de batería que está disponible en un determinado momento.

Profundidad de descarga (DOD), cantidad, en tanto por ciento, que se ha descargado una batería en un proceso de descarga. Este valor indica si se produce una descarga superficial (20%) o descarga profunda (80%).

Este valor será facilitado por el fabricante. Si no lo proporciona el fabricante, se suele escoger un valor intermedio del 60% o 70% para realizar los correspondientes cálculos.

Dado que la vida útil de una batería está relacionada con los procesos de carga y descarga, mayor será la duración de una batería cuanto menos profundos sean estos procesos (Pareja, 2010).

Para una mejor comprensión, en la siguiente figura se representa el SOC y DOD para una batería en pleno uso.

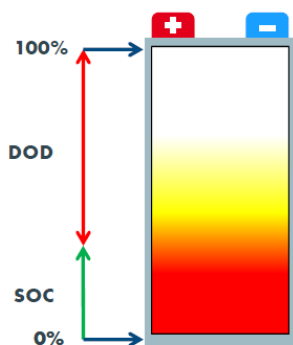


Figura 4.4: Estado de carga (SOC) frente a profundidad de descarga (DOD) de una batería convencional

Autodescarga, es el proceso mediante el cual el acumulador eléctrico tiende a descargarse, sin estar en uso.

En función de la tecnología de fabricación y de los electrolitos utilizados, las baterías pueden clasificarse en diferentes tipos. Las baterías más utilizadas y adecuadas para los sistemas fotovoltaicos son las de plomo-ácido, debido a las características que presentan. Las hay de dos tipos:

Plomo-Calcio, caracterizadas por tener una menor autodescarga y un mantenimiento más limitado.

Plomo-Antimonio, son de tipo abierto y tubulares, a niveles bajos de carga tienen mejores propiedades y se deterioran menos con los ciclos de carga y descarga.

En cuanto a su instalación en los sistemas solares fotovoltaicos, deben cumplir las siguientes medidas de seguridad (EREN, 2004):

- Deber estar instaladas en lugares ventilados.
- Mantenimiento del nivel de electrolito indicado por el fabricante.
- Cubrirlos bornes con vaselina una vez realizada la conexión.

Inversor

El inversor es el dispositivo que adapta la corriente entregada por los módulos a las condiciones de consumo de las diferentes cargas eléctricas a las que se debe suministrar. Es el sistema que se encarga de transformar la corriente continua en alterna (EREN, 2004).



Figura 4.5: Inversor de conexión a red

Los módulos fotovoltaicos y las baterías trabajan en corriente continua, por ello cuando las cargas de consumo son continuas se prescinde de este dispositivo, sin embargo cuando los elementos de consumo trabajan en alterna, es imprescindible la utilización de un inversor de continua-alterna.

La misión del inversor en las instalaciones autónomas es proporcionar una corriente alterna como la de la red eléctrica, con el fin de que se puedan conectar a la misma, electrodomésticos de los utilizados habitualmente en las viviendas. En este caso, las variaciones que pueda sufrir la corriente no tienen la importancia que en el caso de los inversores de las instalaciones conectadas a la red.

Los inversores están conformados a base de circuitos electrónicos alimentados a tensión continua y generan una señal de tensión y frecuencia determinada, en la mayoría de los casos se producen 230 voltios y 50 Hz (Pareja, 2010).

Disponen de distintas protecciones: sobrecarga o descarga de la batería, posibles cortocircuitos a la entrada o la detección de ausencia de consumo.

Un inversor continua-alterna debe reunir las siguientes especificaciones (Carmona & Díaz, 2010):

- Debe trabajar bien en un amplio espectro de potencias, por tanto debe tener alta eficiencia.
- Cuando no hay cargas conectadas debe tener bajo consumo en vacío.

- Resistencia a los picos de arranque.
- Protección contra cortocircuitos.
- Seguridad.
- Correcta regulación de la tensión y frecuencia de salida.

En cuanto a los parámetros característicos del inversor se destacan los siguientes:

Tensión nominal, tensión aplicada entre los bornes de entrada del inversor.

Potencia nominal, potencia suministrada por el inversor de forma continua. Cabe destacar que esta potencia debe ser capaz de arrancar y operar todas las cargas que conforman la instalación. Suele estar comprendida entre 100 y 5000 W.

Capacidad de sobrecarga, propiedad que permite entregar una potencia superior a la nominal y el tiempo que esta situación se puede mantener.

Eficiencia, es la relación entre la potencia eléctrica que el inversor suministra a la instalación y la potencia eléctrica que consume del generador o de las baterías.

Forma de onda, un inversor viene caracterizado por la forma de onda que entrega a su salida. Atendiendo a esta característica se pueden diferenciar inversores de onda modificada o inversores de onda pura (EREN, 2004)

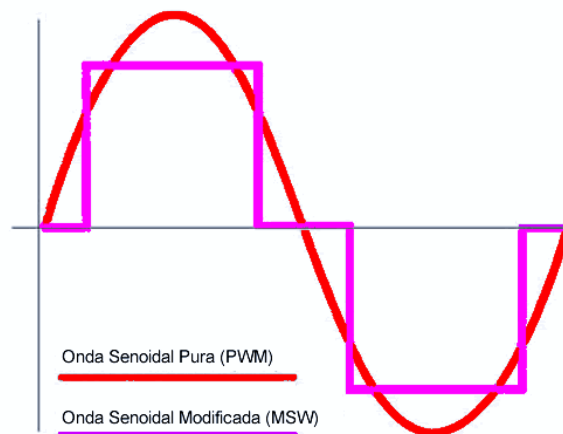


Figura 4.6: Señal de salida de los inversores

Los inversores de onda sinusoidal (MSW, del inglés “*modify sine wave*”) son capaces de alimentar la mayoría de electrodomésticos. Pero, esta forma de onda puede presentar algunos problemas de rendimiento con cargas inductivas (como pueden ser los motores). A pesar de estas limitaciones, son muy empleados debido a su reducido precio.

Los inversores de onda sinusoidal pura (PSW, del inglés “*pure sine wave*”) son los más sofisticados. La onda sinusoidal, diseñada para reproducir la energía suministrada por las compañías eléctricas, es la mejor forma de onda eléctrica para alimentar equipos electrónicos más sofisticados. Además eliminan los problemas de rendimiento e incompatibilidad.

Por lo tanto, el inversor por excelencia es el inversor que tiene una señal a la salida de onda sinusoidal, aunque también es el más caro (Pareja, 2010).

Inversor bidireccional. Inversor/Cargador

Este dispositivo será un elemento fundamental para que el tipo de topología estudiada y objeto fundamental de trabajo funcione.

Un inversor bidireccional o comúnmente denominado inversor/cargador, por la función que realiza, es un sistema que convierte la corriente continua en corriente alterna, pero además realiza la función inversa, transforma la corriente alterna en continua con lo que permitirá recargar el banco de baterías utilizado en el sistema solar fotovoltaico (Steca Elektronik, 2014).



Figura 4.7: Inversor bidireccional

El inversor bidireccional proporciona energía alterna durante los periodos en los que ésta es suministrada al sistema. Cuando tiene energía suministrada por los generadores fotovoltaicos, este dispositivo proporciona energía al equipo, al mismo tiempo que se recargan las baterías cuando esta potencia

suministrada por los generadores fotovoltaicos es mayor que la que absorben las cargas. Cuando no se dispone de energía fotovoltaica, estos inversores proporcionan energía de respaldo de las baterías.

Esto sería una explicación a grandes rasgos de la función o tarea que desempeñaría el inversor bidireccional en la instalación. A partir de la figura 4.7 se explicará de forma básica el razonamiento electrónico del funcionamiento interno del inversor. Esta figura se expone a modo de ejemplo ya que la configuración de un inversor bidireccional puede tener diversas topologías.

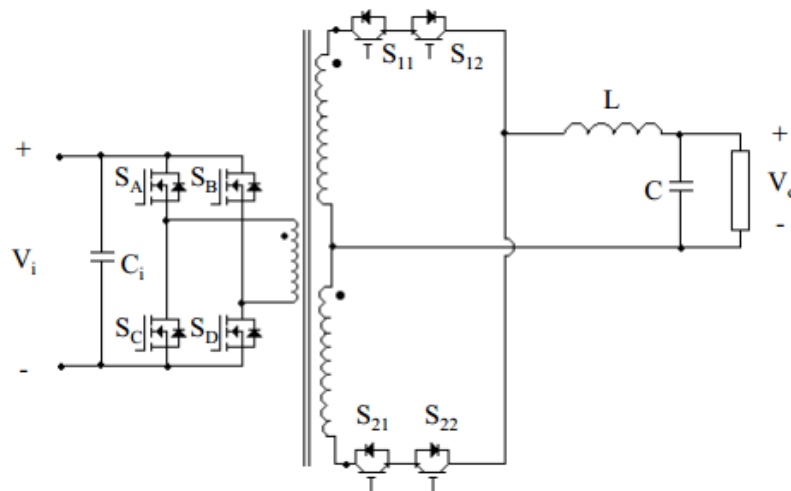


Figura 4.8: Inversor bidireccional con aislamiento en alta frecuencia puente completo/medio puente (Fuente: Songquan et al., 2003)

Como se representa en la figura, los transistores S_A - S_D forman un convertidor CC/CA que entrega una tensión bipolar a la entrada del transformador. Esta tensión puede estar modulada en anchura de pulso o con anchura de pulso fijo, dependiendo de la estrategia de conmutación que se elija.

El transformador eleva la tensión de entrada y alimenta con una tensión bipolar al convertidor CA/CA. Este convertidor está compuesto por los interruptores S_{11} - S_{22} . Cada par de transistores del convertidor constituyen interruptores bidireccionales en tensión y en corriente, de tal forma que la tensión puede ser bloqueada en ambos sentidos y la corriente puede fluir de forma controlada al igual en ambos sentidos. El convertidor CA/CA entrega una tensión unipolar modulada en anchura de pulso al filtro de salida. El filtro de salida (compuesto por la inductancia L y el condensador C) elimina las componentes de alta frecuencia y presenta en la carga una tensión sinusoidal cuya magnitud y frecuencia puede ser la de la línea de alterna.

La carga de corriente alterna puede ser puramente resistiva, inductiva, capacitiva o no lineal. De tal modo, la carga de corriente alterna se puede cambiar por una fuente de corriente alterna que suministre energía

hacia la fuente de corriente continua, esto es posible debido a la característica de bidireccionalidad de la topología (Songquan et al., 2003).

Regulador



Figura 4.9: Regulador

El regulador es el dispositivo que controla los actos de carga y descarga de la batería.

Controla el proceso de carga impidiendo que, con batería en un estado de carga del 100%, los módulos fotovoltaicos sigan inyectando corriente en la misma. Esta tarea se consigue anulando o reduciendo el paso de corriente del campo fotovoltaico. De este modo se evita la generación de gases y la disminución del líquido en el interior de la batería favoreciendo el tiempo de vida de la misma.

Regula el proceso de descarga evitando que el estado de carga de la batería llegue a un valor demasiado bajo cuando se está consumiendo la energía almacenada y los periodos de luz solar sean insuficientes. Esto se cumple desconectando la batería de los circuitos de consumo.

El regulador asegura el funcionamiento del sistema en el punto de máxima eficacia y suministra información de los parámetros eléctricos más característicos de la instalación como son tensión, intensidad, estado de carga de las baterías, etc. (EREN, 2004)

Para cumplir con estos procesos, el regulador deberá cumplir los siguientes requisitos (EREN, 2004):

- El regulador deberá estar tarado para que se desconecte de la carga cuando se alcance la máxima profundidad de descarga.
- El voltaje fin de carga debe estar en el rango 2,3-2,4 V/vaso a 25°C.
- La reconexión a la carga debería ser 0,08V/vaso superior al voltaje de desconexión de la carga.
- Los voltajes de desconexión y reconexión deben tener una precisión de $\pm 1\%$ y mantenerse constante en todo el rango posible de variación de temperatura.

Existen dos tipos de reguladores en función de su conexión:

En paralelo (o tipo Shunt), comúnmente utilizado en instalaciones de baja potencia. El funcionamiento de este regulador es el de cortar el suministro de energía del generador antes de que se alcance la tensión máxima de la batería, es decir, cortar antes de que se llegue al nivel del sobrecarga disipando la energía en forma de calor. La sobredescarga es controlada interrumpiendo la línea baterías-consumo.

En serie, en este regulador para controlar la sobrecarga, no se disipa energía, basta con interrumpir la línea campo fotovoltaico-baterías. Por esta razón se emplea en sistemas de mayor potencia que el anterior tipo. La sobredescarga es regulada cortando la línea baterías-consumo (Pareja, 2010).

Se debe destacar, que además de los reguladores convencionales existe otro tipo de regular más complejo llamado regulador de carga con seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

El seguimiento del punto de máxima potencia, conocido como MPPT (Maximum Power Point Tracking) es un sistema electrónico que gestiona los módulos fotovoltaicos de tal manera que permite extraer la máxima potencia de éstos. El MPPT, es un sistema totalmente electrónico que varía el punto eléctrico de operación de los paneles y así permite que el panel entregue la máxima potencia extraíble. La potencia adicional extraída se convierte en un incremento de la intensidad de carga de la batería.

Con un regulador MPPT, la electrónica se encarga de buscar automática y permanentemente la tensión donde el panel entrega su máxima potencia permanentemente, haciendo un seguimiento de esta y es ahí donde se queda hasta que cambian las circunstancias, tales como una nube, una sombra o un cambio en la temperatura. En este momento, el seguidor del MPPT adapta la tensión de entrada de los paneles al mejor punto de rendimiento para las condiciones del momento. Seguidamente, mediante conversión electrónica de alta frecuencia ajusta la tensión de salida a la óptima para la carga de la batería.

Otra gran ventaja de los reguladores MPPT es que permiten la entrada solar en alta tensión. Esto permite la disposición de los paneles en serie para sumar tensiones, en vez de hacerlo en paralelo donde se suman intensidades como en los reguladores convencionales. Gracias a esto, la intensidad por el cable de bajada es mucho menor, disminuyendo las pérdidas en el circuito y la sección de los conductores (Rawat & Chandel, 2013).

Los reguladores han evolucionado de tal manera que son capaces de incorporar una serie de aplicaciones, además de las explicadas anteriormente, como son el ajuste de los niveles de tensión, elección del tipo de batería y duración de las etapas de regulación, protecciones, etc. (EREN, 2004).

En el capítulo referente al dimensionado de la instalación, para una elección adecuada del regulador empleado en el sistema se expondrán de forma aritmética sus parámetros característicos.

Generador diesel

Se conoce tradicionalmente la utilización de generadores de energía fósil para la generación de energía eléctrica en los ámbitos rurales donde no es posible el consumo de electricidad mediante la red.

Un generador diesel es un elemento de los denominados grupos electrógenos. Son sistemas de generación complementaria que pueden utilizarse en una instalación fotovoltaica.

Los grupos electrógenos se utilizan en lugares sin conexión a la red eléctrica, en instalaciones de mediana y alta potencia, cuando es necesario asegurar el suministro eléctrico a las cargas o cuando existan consumos de elevada potencia, que no se compensen cubrir por el generador fotovoltaico.



Figura 4.10: Generador diésel

Estos grupos se alimentan con gasóleo o gas y suelen generar corriente en alterna.

De una manera sencilla definiremos generador diesel como el sistema que convierte el combustible diesel en electricidad. Esta definición habría que ampliarla, como la combinación de dos dispositivos separados que actúan en conjunto para producir energía (Arnalich, 2013).

En la figura siguiente se representan los elementos esenciales que conforman el generador. A partir de ellos se expone la actividad desempeñada para el correcto funcionamiento del generador.

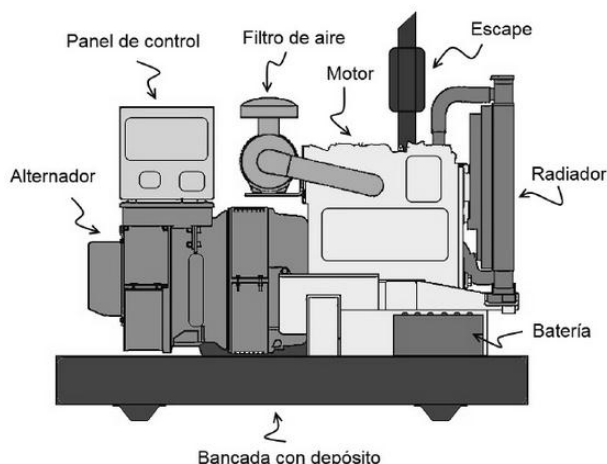


Figura 4.11: Componentes de un generador diésel

Funcionalmente, este dispositivo quema combustible para producir movimiento por el generador, el cual transforma este movimiento en energía eléctrica empleando electromagnéticos. Estos dos elementos enunciados anteriormente, motor y generador electromagnético, están unidos por un cigüeñal, el cual permite transferir el movimiento producido por el motor a los magnetos del generador.

El motor de combustión de un generador diesel trabaja igual que cualquier otro motor pequeño, distinguiéndose del resto por el empleo de combustible diesel, el cual se caracteriza por su capacidad de quemarse pero no explotar.

Si el motor de este generador arranca, el tanque de combustible se llena. Se utiliza un estrangulador y gobernador para estabilizar la velocidad del motor diesel y para estandarizar el suministro de energía del generador. En el momento en el que el motor diesel gira, el cigüeñal que lo une al generador, el eje central del generador, es hilado por una cámara que contiene electromagnetos. Debido a este movimiento a alta velocidad se produce corriente eléctrica, la cual será suministrada a las cargas alimentadas.

La cantidad de energía suministrada por el generador vendrá regulado por los inversores que se conectan a la instalación fotovoltaica, atendiendo al consumo existente, a la producción fotovoltaica y al estado de las baterías.

El generador diésel puede ser la pieza fundamental para la viabilidad del proyecto debido a los gastos que puede llegar a generar a partir del continuo incremento del precio del litro de petróleo por escasez de éste o debido a conflictos locales o condiciones del entorno que encarezcan su distribución (Arnalich, 2013).

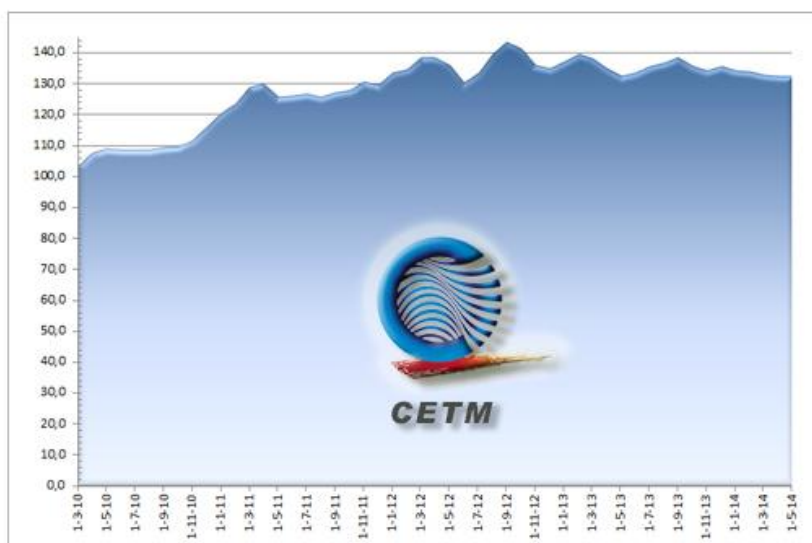


Figura 4.12: Evolución precio del gasóleo (Fuente: CETM)

Cómo se aprecia en la figura, la evolución del precio del combustible por litro tiende al alza. Factor determinante en la búsqueda y empleo de nuevas formas de generación eléctrica.

Es por ello que es de vital importancia para el proyecto llevar a cabo un buen dimensionamiento del generador ya que de lo contrario puede arruinar todo el esfuerzo empleado en la consecución de un proyecto y convertirlo en un elemento insostenible económicamente para el consumo al que debe servir (Arnalich, 2013).

El dimensionamiento del generador diesel se confeccionará en base al consumo total previsto en la instalación y las condiciones particulares de utilización del sistema.

Capítulo 5

Dimensionado y análisis experimental

Como se introdujo en el primer punto del proyecto, este proyecto tiene por objeto realizar la simulación y posterior estudio de un sistema híbrido aislado.

Para la consecución del objetivo, previamente se analizarán dos configuraciones más simples y comunes las cuales en su unión conforman este sistema híbrido.

Por tanto, se realizarán en total tres estudios para las siguientes configuraciones:

- Sistema fotovoltaico con baterías.
- Sistema con un generador diesel.
- Sistema híbrido fotovoltaico (módulos fotovoltaicos, baterías y generador diesel).

En cada simulación se abordarán los siguientes puntos:

- Cálculo de los elementos principales del sistema.
- Simulación del sistema, obtención de gráficas y descripción de los datos.
- Estudio económico del sistema.

Como se ha comentado anteriormente, la herramienta de dimensionamiento y simulación será el software iHoga con la cual se generarán los valores, se realizarán las simulaciones y se obtendrán los informes finales del sistema, pero previamente, se debe saber cómo calcular los parámetros y variables características de cada elemento que conforma el sistema para que todo ello constituya un estudio coherente y preciso.

5.1 Marco común

Se comienza este capítulo estableciendo aquellos parámetros que serán comunes en todos los casos de estudio, como son la situación y emplazamiento de la vivienda, la irradiación incidente sobre esta situación (en el caso del sistema compuesto por un generador diésel no tendrán relevancia este factor) y el consumo demandado por la vivienda.

Situación y emplazamiento

La vivienda unifamiliar sobre la que se realizará el estudio está situada en la calle tres, nº47, perteneciente a la urbanización Ciudad Bosque “Los Arroyos” en el Término Municipal de El Escorial. Latitud (+N,-S) 40,61°, longitud (+E,-O) -4,06°.

Se trata de una vivienda unifamiliar aislada, sobre una parcela de 1.617 m². La vivienda está articulada en dos plantas sobre rasante con el siguiente programa:

Planta baja distribuida en vestíbulo, cocina, aseo y salón comedor con porche.

Planta primera distribuida en dormitorio principal, dos dormitorios y baño.

La superficie total construida asciende a 140 m².

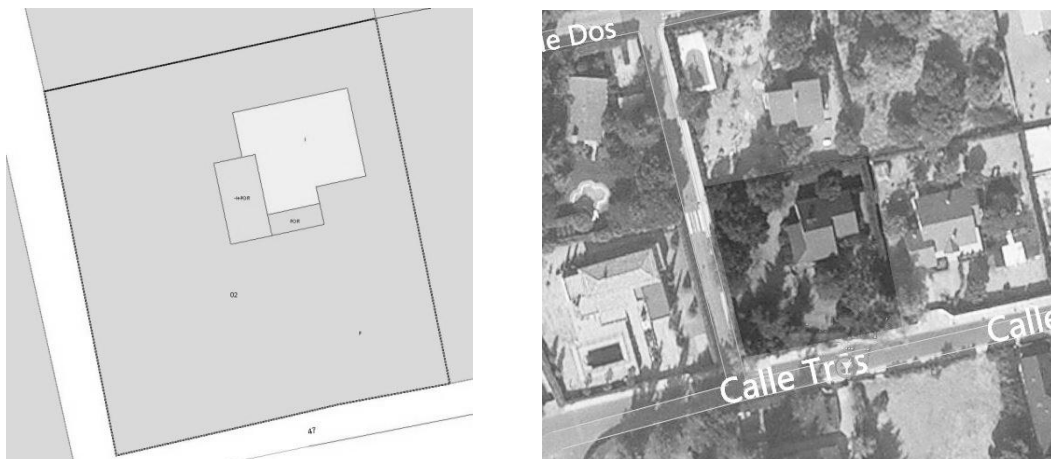


Figura 5.1: Emplazamiento

Irradiación solar

Como se comentó en capítulos anteriores la irradiación es una magnitud fundamental para el sistema, cuya influencia caracterizará el dimensionamiento y posterior costo de éste.

La irradiancia se define como el flujo de irradiación solar que incide sobre la unidad de superficie, y se mide en kilovatios por metro cuadrado (kW/m²) (EREN, 2004).

$$I = \frac{P_{inc}}{A_s} \quad (5.1)$$

I(kW/m²), irradiancia solar.

P_{inc}(kW), potencia incidente.

A_s(m²), área de la superficie en la que incide la radiación.

Debemos distinguir la irradiancia de la irradiación, término que se corresponde con la energía por unidad de superficie a lo largo de un periodo de tiempo y que se mide en kilovatios hora por metro cuadrado (kWh/m²) (Pareja, 2010).

Los datos de irradiación son necesarios para el dimensionamiento de la instalación puesto que con ellos se realizará el cálculo de la energía producida por los módulos fotovoltaicos.

Se comienza el dimensionado de la instalación mediante el software iHoga introduciéndose los valores de irradiación del emplazamiento escogido. Para ello, el programa facilita la posibilidad de introducir los valores de latitud y longitud, así como los datos meteorológicos de la web NASA para las coordenadas introducidas (Latitud (+N,-S) 40,61°, longitud (+E,-O) -4,06°).

En el dimensionado de la instalación se utilizan los datos de irradiación diaria media mensual sobre la superficie horizontal en unidades de kW/m².

Tabla 5.1: Irradiación diaria media mensual sobre superficie horizontal.

Mes	Irradiación diaria solar horizontal (kWh/m ² /día)
Ene	2,01
Feb	2,93
Mar	4,24
Abr	5,14
May	5,99
Jun	7,08
Jul	7,2
Ago	6,27
Sep	4,79
Oct	3,13
Nov	2,16
Dic	1,71

Para el posterior cálculo de energía producida por los módulos, los datos que necesitamos son los datos de irradiación sobre la superficie de cada módulo. Para ello, primero habrá que describir la inclinación elegida para los paneles fotovoltaicos.

En principio, cabe destacar que el sistema será fijo y no tendrá ningún sistema de seguimiento solar, por lo tanto la inclinación escogida debe ser óptima. Esta inclinación óptima de los módulos la dará el programa mediante logaritmos internos.

Entre los campos que hay que rellenar en el programa para el cálculo de la inclinación óptima, cabe destacar el azimut de los paneles, que es la orientación respecto del sur (en el hemisferio norte el óptimo es 0°, es decir, los paneles mirarán hacia el sur).

Una vez introducidos los valores de latitud, longitud y azimut el programa nos dará la inclinación óptima de los módulos. Esta situación la obtenemos mediante la ubicación de los módulos sobre bastidores ubicados en el faldón Sur de la cubierta de la vivienda, de fácil accesibilidad.

iHoga calcula la inclinación óptima a través de la relación entre la radiación sobre el emplazamiento y el consumo de cada mes, obteniendo un valor para cada ángulo de inclinación entre 0°-90°. El valor de inclinación óptimo será el ángulo tal que el mínimo anual de la relación consumo/irradiación se maximice.

Dicho esto, la inclinación óptima de los paneles obtenida por el programa es de 65°.

Una vez obtenido el valor de inclinación de los paneles, podremos realizar el cálculo de la radiación sobre la superficie inclinada. Estos datos también los obtendremos a través del programa, pero entendiendo que este software se ha empleado como método de ayuda, y por tanto se debe saber calcular todos los parámetros del sistema, para tener una idea clara en todo momento de los parámetros y magnitudes a introducir para que los resultados que se obtengan con el programa no se distancien de la norma.

Entonces, se puede definir la irradiación sobre la superficie inclinada como el valor dado de la multiplicación de la irradiación sobre la superficie horizontal por el coeficiente correspondiente a la inclinación elegida (EREN, 2004).

$$R_{\beta} = R_0 \cdot K_{\beta} \quad (5.2)$$

R_{β} , valor medio mensual de la irradiación diaria sobre el panel fotovoltaico con un ángulo de inclinación β , en kWh/m² día.

β , ángulo de inclinación del panel fotovoltaico respecto de la horizontal.

R_0 , valor medio mensual de la irradiación diaria sobre superficie horizontal en kWh/m² día.

K_{β} , coeficiente corrector en función del ángulo de inclinación β .

A continuación, se muestran los datos de irradiación diaria mensual que utilizará el programa en todas las simulaciones en función del emplazamiento escogido y la inclinación de los paneles.

Tabla 5.2: Irradiación diaria media mensual sobre superficie horizontal y superficie inclinada.

Mes	Irradiación med. horiz. (kWh/m ² /día)	Irradiación med.sup.inc. (kWh/m ² /día)
Ene	2,01	3,55
Feb	2,93	4,5
Mar	4,24	5,05
Abr	5,14	4,58
May	5,99	4,35
Jun	7,08	4,53
Jul	7,2	4,82
Ago	6,27	5,15
Sep	4,79	5,2
Oct	3,13	4,26
Nov	2,16	3,57
Dic	1,71	3,08

Con estos datos, el programa simula los datos horarios de irradiación para todos los días del año.

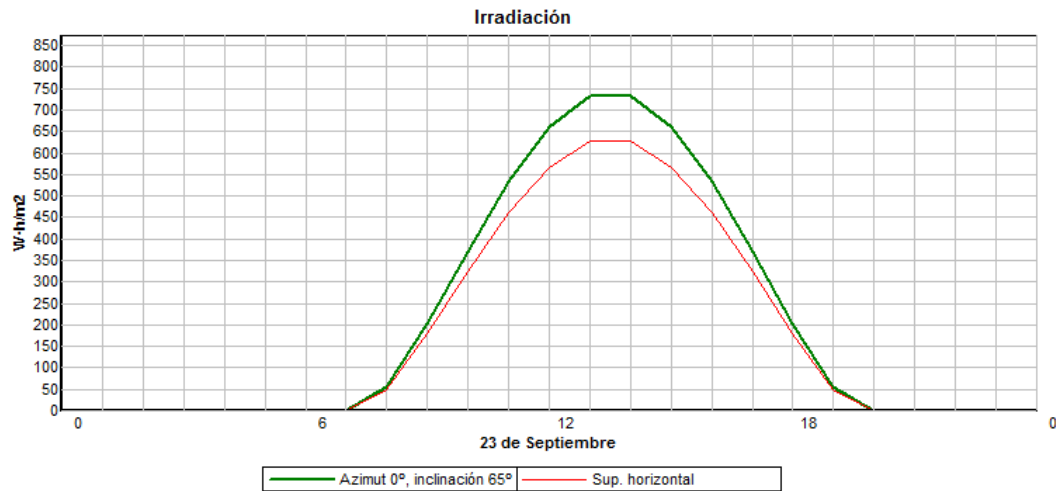


Figura 5.2: Irradiación sobre superficie horizontal y superficie inclinada para el día 23/9/2014

En la figura 5.2 se observa la gráfica de irradiación tanto sobre la superficie horizontal como la sobre superficie inclinada que ha calculado el programa.

Cabe destacar, que nuestro sistema de acuerdo con la ubicación elegida, se sitúa en un espacio libre de sombras donde ningún tipo de elevación del terreno o algún tipo de vegetación pueda producir sombras sobre los paneles, además de que los paneles se distan unos de otros a una distancia a la cual no producen sombras entre ellos.

Una vez concluida la explicación y cálculo de la irradiación, se debe mencionar el término de Horas Pico Solar (HPS) ya que se verá más adelante cuando se dimensionen los paneles fotovoltaicos.

Este concepto equivale al número de horas diarias con una radiación de 1.000 W/m² que equivalen a la radiación total diaria (la correspondiente a la inclinación del panel fotovoltaico).

Las horas pico solar se estiman según la siguiente expresión (EREN, 2004):

$$HPS_{\beta} = \frac{R_{\beta}}{I_{\beta}} \quad (5.3)$$

HPS_{β} , horas pico solar para una inclinación β .

R_{β} , radiación media diaria en KWh/m² día para una inclinación β .

I_b , potencia de radiación incidente en KW/m^2 . Para las condiciones estándar de medida, su valor es 1 KW/m^2 .

Por lo tanto, si los datos de radiación diaria se dan en kW/m^2 día, el valor numérico de las horas pico solar y la radiación diaria coincide.

Consumo, evaluación de la demanda energética

Una correcta estimación de la demanda energética no es fácil, puesto que hay multitud de factores que condicionan el consumo final de electricidad.

Para realizar un correcto dimensionado de la energía demandada a la que nuestro sistema debe hacer frente se debe hacer un inventario de los distintos dispositivos empleados en la vivienda (en este proyecto, equipos eléctricos de corriente alterna), indicando su potencia y tiempo estimado de utilización diaria para cada mes.

Por tanto, el consumo de energía en alterna, en Wh/día , se obtiene a partir de la siguiente expresión (EREN, 2014):

$$E_{potmaxdiario} = \sum_i P_{cai} \cdot h_i \quad (5.4)$$

$E_{potmaxdiario}$, consumo diario de energía en alterna, en Wh/día .

P_{cai} , potencia, en W , de la carga i de corriente alterna.

h_i , horas de funcionamiento al día de la carga i .

Respecto al consumo de energía medio diario total, habrá que tener en cuenta que en la instalación habrá pérdidas por rendimiento del inversor y regulador, y esto influirá en la energía necesaria final. De acuerdo con la siguiente expresión calcularíamos la demanda energética diaria con pérdidas:

$$E_d = \frac{E_{potmaxdiario}}{\eta_{reg} \cdot \eta_{inv}} \quad (5.5)$$

E_d , demanda energética diaria con pérdidas, en Wh/día .

η_{reg} , rendimiento del regulador, se suele considerar un valor medio de 0,9.

η_{inv} , rendimiento del inversor, depende del tipo de inversor y carga a la que está trabajando, en nuestro caso el inversor tiene una eficiencia del 95%.

A continuación, se representa el cálculo del consumo de este proyecto en cuestión a partir de lo expuesto anteriormente. Para ello, se realiza una tabla de consumos:

Tabla 5.3: Tabla de consumos (Cargas/Electrodomésticos en CA empleados en la vivienda)

Cargas/Electrodomésticos	Potencia Eléctrica W	Horas (día)	Energía Wh (día)	Energía kWh (día)	Energía kWh (mes)
7 Bombillas de 75 W (Potencia total= 75W x 5 = 525 W)	75	4	2100	2,1	63
2 Bombillas de 60 W (Potencia total= 60W x 2 = 120 W)	60	1	120	0,12	3,6
Frigorífico	110	24	2640	2,64	79,2
Vitrocerámica	1200	0,5	600	0,6	18
Microondas	850	1	850	0,85	25,5
Horno eléctrico	1040	1	1040	1,04	31,2
Lavadora	1020	1	1020	1,02	30,6
Lavavajillas	1050	1	1050	1,05	31,5
Plancha eléctrica	1000	1	1000	1	30
Aspiradora	700	0,3	210	0,21	6,3
Televisor	150	3	450	0,45	13,5
Hi-fi	120	1	120	0,12	3,6
Ordenador	70	1	70	0,07	2,1
Reloj digital/despertador	5	24	120	0,12	3,6
Total energía eléctrica diaria (kWh)				11,39	
Total energía eléctrica mensual (kWh)					341,7

Como se aprecia en la tabla, se han expuesto los dispositivos o cargas comúnmente utilizadas en una vivienda media y se han estimado sus horas de utilización.

En esta tabla de consumos no se ha evaluado la instalación de calefacción teniendo en cuenta que en el diseño de la vivienda no se consideró calefacción eléctrica sino la alimentación de la misma a través de gas propano (caldera individual para agua caliente sanitaria y calefacción) ya que el consumo energético en relación con la economía de la instalación dio lugar a la elección de este sistema.

Por tanto, como se muestra en los cálculos, la demanda energética de nuestro consumo sería de 11,39kWh/día.

Estos cálculos son una aproximación de cara a interpretar los parámetros que debemos introducir en nuestro software.

A continuación se indica como se ha realizado la estimación de nuestra demanda mediante el software iHoga.

Así sería el interfaz con el que se trabaja y el consumo final al que la instalación debe hacer frente.

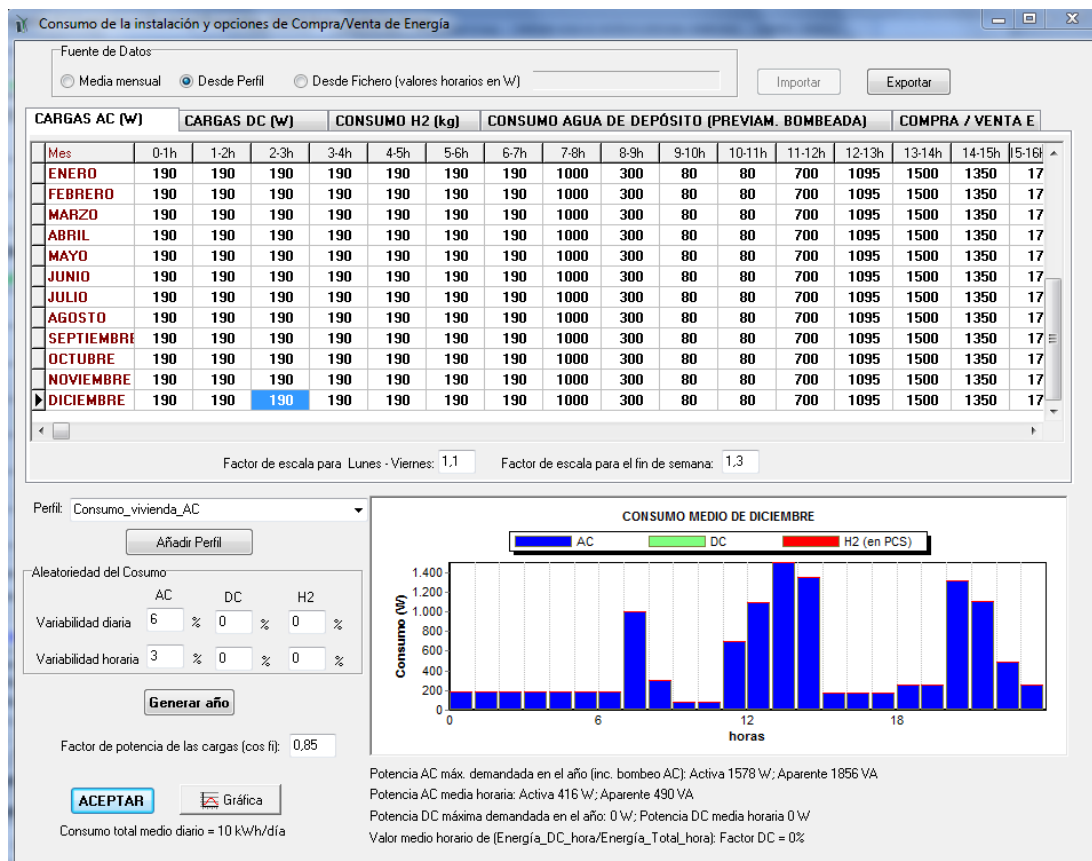


Figura 5.3: Entorno de trabajado del software iHoga para el consumo de la vivienda

En esta pestaña se introducen los valores horarios medios mensuales. Como se puede apreciar en la figura anterior se deben introducir los valores de las cargas de corriente alterna adecuados para cada hora en vatios. Es por esto, por lo que es importante hacer un estudio previo de los elementos y la potencia correspondiente de cada uno de ellos, de cara a tener una idea de la potencia que hay que suministrar en cada momento del día para conseguir que el sistema autónomo suministre la energía o potencia necesaria durante el transcurso de dicho periodo.

Se han introducido los valores de acuerdo a cómo serían las demandas de potencia en un día normal. Por tanto, se puede apreciar, como los momentos en los que se demanda más potencia, son los instantes en los que hay más actividad humana dentro de la vivienda, como son las horas en las que se realizan las comidas, las tareas del hogar o los momentos de ocio y recreo.

Como es imposible que el consumo sea el mismo los 365 días del año se aplican una serie de parámetros para que el consumo se asemeje lo máximo posible a la realidad.

Para ello, se establecen unos valores de escala que determinarán cuándo se le dará más uso a la vivienda y cuando menos.

Cómo la vivienda está habitada durante todo el año, los factores escalares entre semana y para el fin de semana no distarán mucho, siendo el escalar durante la semana un valor de 1,1 y para el fin de semana de 1,3.

Además, se ha fijado un porcentaje de aleatoriedad de la demanda, tanto diario como horario. De este modo a partir de los parámetros elegidos anteriormente, el programa calcula el consumo horario para todos los días del año.

Cabe destacar que además hay que seleccionar un factor de potencia de las cargas. De este modo, los factores de potencia característicos para las cargas empeladas en la vivienda se comprenden entre 0,7-0,9, eligiéndose para este sistema un valor genérico de 0,85.

Véase, a continuación la variación del consumo para tres días del mes de septiembre.

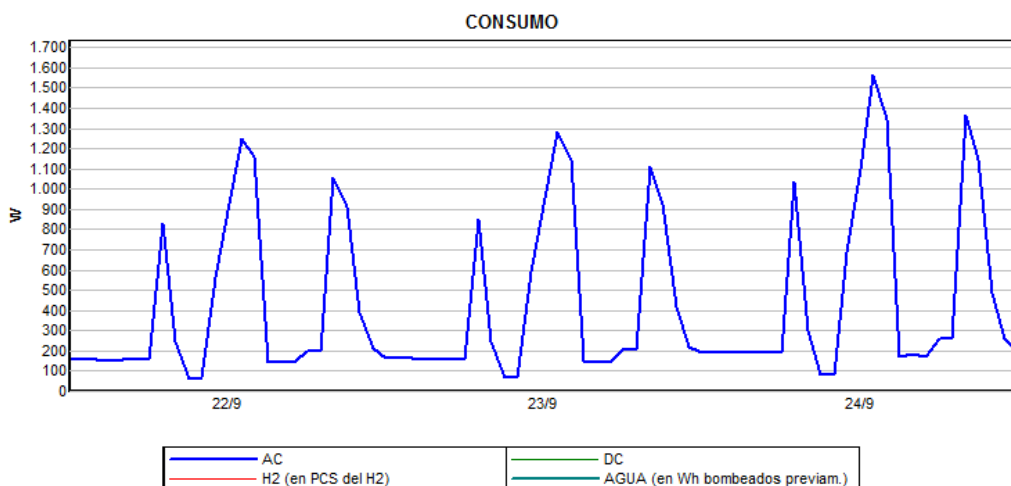


Figura 5.4: Variación de consumo AC para tres días consecutivos

A continuación, en la Figura 5.5 se representan los valores horarios de potencia para un día rutinario y se describen en base a la actividad humana o componentes en uso.

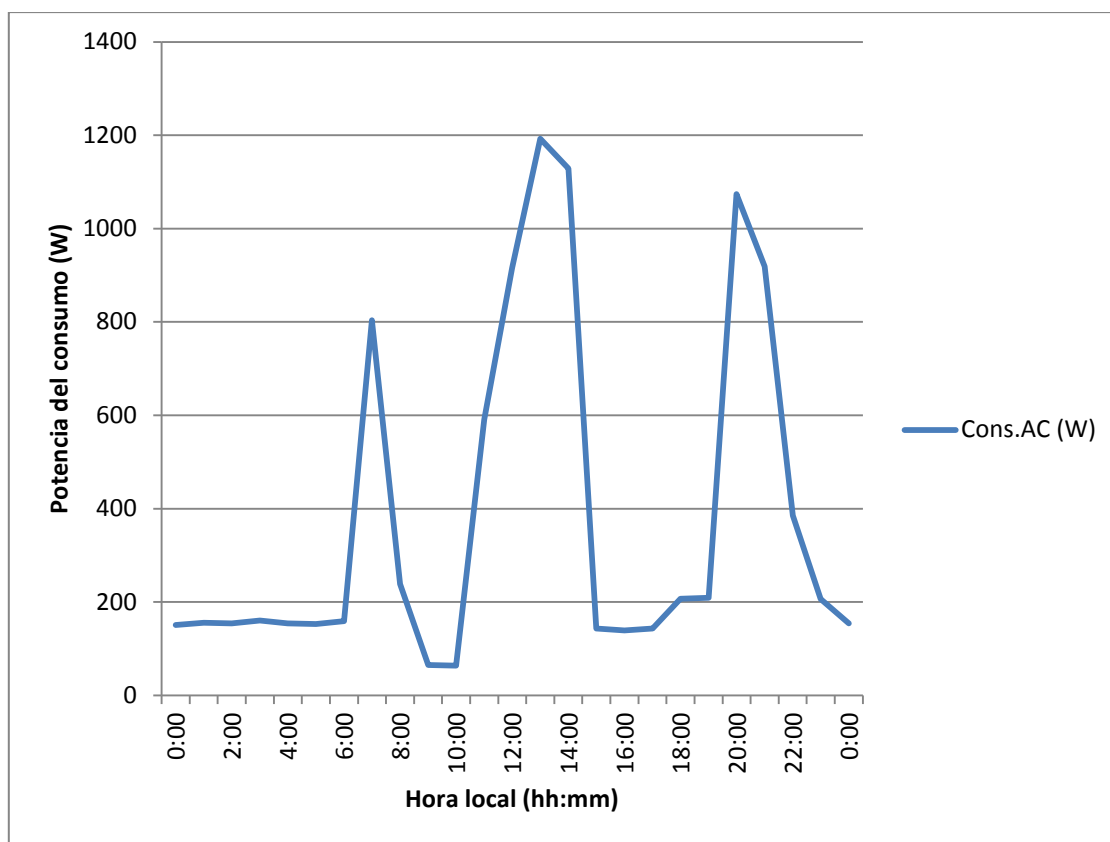


Figura 5.5: Consumo (W) en CA de la vivienda durante el día 15/3/ 2014

Como se observa, desde la medianoche del día anterior hasta aproximadamente las 6 de la mañana, se da una línea de consumo homogéneo, debido a que comúnmente son las horas donde no se suele realizar ninguna actividad que conlleve la utilización de cualquier dispositivo eléctrico. Entonces durante esta franja el consumo estará condicionado a aquellos dispositivos los cuales su actividad es permanente (pero no por ello recomendado) como el frigorífico (110W), reloj digital (5W), alguna luz que se deje encendida (60W) y los indicadores de stand-by de los diversos dispositivos. La suma de dichas potencias para cada hora transcurrida nos dará el valor representado alrededor de 170W.

Al inicio del día, se empieza la actividad matinal con el encendido de alguna iluminación y el funcionamiento de algunos dispositivos usados en la elaboración del desayuno como pueden ser el microondas (850W), además de los elementos de uso continuo enunciados anteriormente.

Como se observa, entre las 7 y 8 horas de la mañana el consumo subiría aproximadamente por encima de los 850W, suponiendo el primer pico elevado de potencia a la que el sistema debe hacer frente.

Las horas siguientes supondrían una bajada en el consumo como consecuencia de la disminución de la actividad.

Durante el mediodía se vuelve a producir una subida en el consumo debido a que es un momento en el que se pueden realizar tareas del hogar que pueden conllevar, entre otros dispositivos, el uso de la lavadora (1050W) coincidiendo con la hora de la comida en la que se puede utilizar, por ejemplo, la vitrocerámica (1200W).

Las horas siguientes del día se pueden concebir como horas de ocio o estudio donde pueden entrar en uso el ordenador (70W) o la televisión (150W).

Se representa otro pico de potencia una vez más sobre las 21 horas de la noche, cuya explicación es semejante a la explicada anteriormente durante el mediodía.

Pasado el momento de la cena, puede haber tiempo para ver la televisión (150W) y hacer otras actividades hasta el final del día.

Esto es una explicación razonada que describe cómo sería el consumo habitual en esta vivienda.

Es importante destacar que una vez generado el perfil de consumo de 11,39 kWh el software iHoga advierte que solo trabaja con valores de consumo con límite de 10kWh (debido a la licencia-versión educativa del software), el cuál será este valor el consumo fijado para nuestro sistema. En nuestro caso este hecho no es relativo, ya que este proyecto consiste en realizar una simulación y no tiene como objetivo el desarrollo de un proyecto real, aunque podría llevarse a cabo.

El desarrollo de la tabla de consumo era meramente explicativo e intuitivo.

De acuerdo con esto, el software iniciará las respectivas simulaciones a partir de un consumo de 10kWh.

5.2. Sistema fotovoltaico con baterías

Se comienza la simulación de los diferentes sistemas empezando con la instalación compuesta por el generador fotovoltaico acompañado con acumuladores. En los apartados siguientes se abordarán los términos de dimensionamiento, análisis y costes como se explicó anteriormente.

5.2.1 Dimensionado

Conocidas las necesidades de energía y la energía disponible por aporte solar, explicadas en los apartados anteriores, se dimensionará cada uno de los elementos que intervienen en el sistema.

Debido a que el suministro de energía por parte de la instalación debe garantizarse durante todos los días del año para la energía demandada, se debe tomar como referencia el dimensionamiento para el mes más desfavorable del año.

El mes más desfavorable hace referencia a aquel mes en el que la relación entre la energía disponible por aporte solar y la demanda de energía sea más pequeña. En este caso, como bien indicaba el software cuando se calculó la inclinación óptima de los paneles, el mes más desfavorable será Diciembre.

El mes de menor irradiación sobre superficie horizontal es DICIEMBRE

La inclinación óptima para maximizar la irradiación en DICIEMBRE (paneles fotovoltaicos fijos) es 63 °

La inclinación óptima teniendo en cuenta la relación consumo/irradiación sobre superficie inclinada (paneles fotovoltaicos fijos) es 65 °

El mes de peor relación consumo/irradiación para esa inclinación óptima de 65° es DICIEMBRE con consumo equiv. DC de 12 kWh y radiación sobre superf. incl. 65° de 3,08 kWh/m²/día

Figura 5.6: Mes más desfavorable en base a la relación entre la irradiación y la demanda

Dimensionado de los módulos fotovoltaicos

Para realizar un correcto dimensionado del número de módulos fotovoltaicos que formarán el generador fotovoltaico se debe hacer una serie de cálculos previos en términos de energía.

Tal y como se explicó en el apartado 5.1, en función de la cantidad de equipos conectados, correspondientes potencias y tiempo de empleo de cada uno de ellos, se calcula el valor de la potencia máxima diaria de la instalación. En este caso, se fijó para 10kWh diarios.

A continuación se va a calcular la energía máxima de la instalación como (Pareja, 2010):

$$E_{inst_max} = \frac{E_{potmaxdiario}}{V_{inst}} = \frac{10000}{48} = 208,33 \text{ Ahd} \quad (5.6)$$

E_{inst_max} , energía máxima de la instalación, en Ahd.

$E_{potmaxdiario}$, consumo diario de energía, en Wh/día.

V_{inst} , tensión de la instalación o tensión del banco de baterías, en voltios (V).

Este valor de consumo se debe aumentar para mantener un consumo aceptable del generador fotovoltaico. Este incremento se llama factor de seguridad y según la bibliografía consultada su valor típico es 20%.

Por ello, se calcula la energía máxima diaria como:

$$E_{maxdiaria} = 1,2 \cdot E_{inst_max} = 1,2 \cdot 208,3 = 250 \text{ Ahd} \quad (5.7)$$

$E_{maxdiaria}$, energía máxima diaria, en Ahd.

E_{inst_max} , energía máxima de la instalación, en Ahd.

Una vez calculada la intensidad máxima que consumirá la instalación, se calcula el consumo máximo teniendo en cuenta las pérdidas posibles.

Se calculan las pérdidas totales a partir de la siguiente expresión:

$$K_T = [1 - (K_B + K_C + K_R + K_X) \cdot [1 - \frac{(K_A \cdot D_{aut})}{P_D}]] \quad (5.8)$$

K_T , pérdidas totales.

K_A , pérdidas debido a la autodescarga diaria de la batería a los 20°C, su valor por defecto 0,5%.

K_B , pérdidas debido al rendimiento de la batería. Por lo general tiende a un valor del 5%.

K_C , pérdidas debido al rendimiento del inversor utilizado. Las pérdidas oscilan entre el 20% y el 5%.

K_R , pérdidas debido al rendimiento del regulador empleado, su valor por defecto 10%.

K_X , otras pérdidas no contempladas (por el efecto Joule, caídas de tensión, etc.) se escoge un valor por defecto del 10%.

D_{aut} , días de autonomía con baja o nula insolación.

P_d , profundidad de descarga de la batería.

Podemos simplificar la fórmula anterior:

$$\begin{aligned} K_T &= [1 - (0,3 + K_C)] \cdot [1 - (0,0008 \cdot D_{aut})] = \\ &= [1 - (0,3 - 0,05)] \cdot [1 - (0,008 \cdot 4)] = 0,63 \end{aligned} \quad (5.9)$$

A partir de estas pérdidas, se calcula el consumo de energía máximo:

$$E_{max} = \frac{E_{maxdiaria}}{K_T} = \frac{250}{0,63} = 397,32 \text{ Ahd} \quad (5.10)$$

E_{max} , consumo de energía máximo, en Ahd.

$E_{maxdiaria}$, energía máxima diaria, en Ahd.

K_T , pérdidas totales.

Una vez conocida cual es la energía consumida por la instalación y las características de los posibles módulos que se han elegido se puede calcular el número de módulos fotovoltaicos. Primero se debe conocer la energía proporcionada por cada módulo.

En nuestra simulación, se han introducido los módulos fotovoltaicos junto con sus parámetros característicos de la gama de paneles de la marca Suntech para las potencias máximas de 260W, 270W y 280W.

Nombre	Tensión nominal	Intens. cortoc.	Potencia nominal	Coste de adquisición	Coste O&M unitario	Vida esperada	TONC	Coef. T ²	Emisiones CO2 fabricación y recic.
Nombre	[V]	[A]	[Wp]	[€]	[€/año]	[años]	[°C]	[%/°C]	[kgCO2 equiv./kWp]
SiP12-Suntech:ST-260	24	8,09	260	335	3,35	25	45	-0,47	800
SiP12-Suntech:ST-270	24	8,2	270	335	3,35	25	45	-0,47	800
▶ SiP12-Suntech:ST-280	24	8,33	280	335	3,35	25	45	-0,47	800

Figura 5.7: Gama de módulos fotovoltaicos

El software, en la simulación, a partir de sus algoritmos internos en los que une parámetros de eficiencia energética y costes económicos, ha seleccionado como módulos fotovoltaicos más eficientes y rentables para nuestro sistema los STP 260-24Vb, con una potencia nominal de 260W.

Por tanto según la siguiente expresión:

$$E_{panel} = \eta_{panel} \cdot I_{panel} \cdot HPS = 0,9 \cdot 7,47 \cdot 4,39 = 29,51 \text{ Ahd} \quad (5.11)$$

E_{panel} , energía que genera un módulo fotovoltaico, en Ahd.

η_{panel} , rendimiento del módulo fotovoltaico.

I_{panel} , corriente de pico o corriente máxima del módulo fotovoltaico, en amperios (A).

HPS, horas pico solares.

Conociendo la corriente suministrada por el módulo y el consumo máximo, se calcula el número de ramas necesarias utilizando la siguiente expresión:

$$Número_{paralelo_panel} \geq \frac{E_{max}}{E_{panel}} \geq \frac{397,32}{29,51} \geq 13,46 \quad (5.12)$$

Por lo tanto, la instalación deberá contar como máximo con 14 ramas de paneles.

El número de módulos necesarios para adaptarse a la tensión de la instalación y del banco de baterías, es decir, el número de módulos que debe contener cada rama se determinará de la siguiente manera:

$$Número_{serie_panel} \geq \frac{V_{bateria}}{V_{modulo}} \geq \frac{48}{24} \geq 2 \quad (5.13)$$

Como se indica, cada rama debe contener 2 módulos conectados en serie.

Los cálculos previamente definidos se ajustan a la norma del programa como se puede ver:

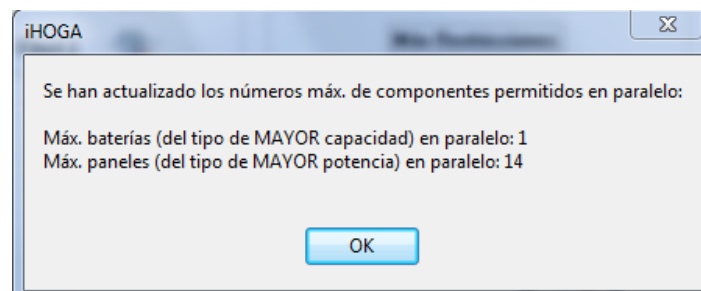


Figura 5.8: Número máximo de paneles según iHoga

Cómo el objeto de esta instalación es conseguir el mínimo coste posible, y como se verá y explicará en los apartados siguientes, el software iHoga estima que la combinación óptima encontrada conlleva el empleo de:

Paneles PV SiP12-Suntech: ST-260 (260 Wp): 2s. x 12p. (inc. 65°)

Dimensionado de las baterías

Antes de realizar el predimensionado del sistema y ya calculado el número de paneles necesarios, se realiza el dimensionado de las baterías.

A continuación, se explican los modelos de cálculo y tratamiento de los datos que se emplean en el dimensionado de los acumuladores.

Entre la variedad de modelos control de las baterías, se ha utilizado el modelo más sencillo, el Modelo Ah (Shumacher). Este modelo de control y elección se basa en el estado de carga de las baterías. El estado de carga hace referencia a la ecuación explicada anteriormente donde se define la capacidad de la batería. El sistema elegirá la batería necesaria en base al límite de capacidad requerida obtenida a partir de los cálculos realizados en la ecuación previa (Dufo, 2014).

Al igual, se establece el modelo de vida de las baterías, la cual depende principalmente de las condiciones de operación, del régimen de carga/descarga y de la temperatura. Este factor es determinante por la influencia que tendrá en el coste total del sistema debido a los reemplazamientos de las mismas (Dufo, 2014).

Se ha elegido el modelo Rainflow, también conocido como método de conteo de ciclos, el cuál se basa en contar los ciclos de carga/descarga y agruparlos en intervalos de profundidad de descarga. Este hecho se verá reflejado en los datos obtenidos y análisis posteriores (Dufo, 2014).

Por último, de cara a la simulación y generación de datos para todo el año se establece que las baterías empiecen la simulación estando cargadas por completo.

Para el cálculo de la capacidad de la batería se deben tener en cuenta la siguiente ecuación (Pareja, 2010):

$$C_{bateria} \geq \frac{E_{max} \cdot D_{aut}}{P_d} \geq \frac{397,32 \cdot 4}{0,7} \geq 2270,40 \text{ Ah} \quad (5.14)$$

$C_{bateria}$, capacidad del banco de baterías, en Ah.

E_{max} , consumo de energía máximo, en Ahd.

D_{aut} , días de autonomía con baja o nula insolación.

P_d , profundidad de descarga de la batería.

Éste sería el valor de la capacidad del banco de baterías. Como se establece en varias bibliografías consultadas, para calcular el número de baterías en paralelo se aplica la siguiente expresión:

$$Número_{paralelo_bateria} = \frac{C_{bateria}}{C_{100}} \quad (5.15)$$

$C_{bateria}$, capacidad del banco de baterías, en Ah.

C_{100} , capacidad obtenida para una duración de 100 horas, en Ah.

Pero dado que iHoga establece que la conexión en paralelo de más de dos ramas de baterías suele ser problemática, en este proyecto, tal y como establece el software, se usará una sola rama de baterías (Dufo, 2014).

Una vez comentado los modelos de estrategia empleados en el tratamiento de las baterías se continúa con el dimensionado de las mismas introduciendo las baterías deseadas que forman parte de la base de datos del sistema. Para este caso, se ha seleccionado la familia de baterías OPZS-Hawker.

A partir de estos parámetros, el programa ha seleccionado que el tipo de baterías que cumple con las condiciones y resulta más rentable para el sistema es la batería OPZS-Hawker TYS-12.

Cuya tabla de característica se muestra a continuación:

Modelo	Capacidad Ah			Dimensiones	Peso
	10 Horas - C10	120 Horas - C120	240 Horas - C240		
TYS - 12	1340	1825	1910	275 x 210 x 684	91

Figura 5.9: Tabla de características batería OPZS-Hawker TYS-12

En cuanto al número de baterías necesarias, se sabe que es aquel cuya suma de tensiones en serie consiga igualar la tensión nominal de la instalación.

Por tanto, como nuestra instalación cuenta con una tensión de 48V CC y las baterías seleccionadas tienen una tensión nominal igual a 2V (Pareja, 2010):

$$N^{\circ} \text{ Baterías}_{\text{grupo}} = \frac{V_n}{V_{n_{\text{batería}}}} = \frac{48}{2} = 24 \text{ baterías} \quad (5.16)$$

Como el software propone, se debe utilizar:

Baterías OPZS-Hawker: TYS-12 (1340 A·h): 24s. x 1p.

Dimensionado del regulador

El dimensionado del regulador consiste en escoger un dispositivo en el mercado que se adapte al resto de componentes eléctricos de la instalación una vez predimensionado el número de módulos fotovoltaicos y la capacidad de los acumuladores.

Para determinar el regulador a utilizar, se debe conocer tanto la corriente que podrá soportar el circuito de control de potencia como la tensión de trabajo.

Dicho esto, se determina la corriente que debe soportar el regulador a partir de la siguiente expresión (Pareja, 2010):

$$I_{\text{campo_fotovoltaico}} = I_{SC} \cdot \text{número de ramas} = 8,09 \cdot 12 = 97,08 \text{ A} \quad (5.17)$$

$I_{\text{campo_fotovoltaico}}$, corriente a través del generador fotovoltaico, en amperios (A).

I_{SC} , corriente en cortocircuito del módulo fotovoltaico, en amperios (A).

Se debe añadir un margen de seguridad para evitar que el regulador trabaje al límite de la corriente máxima que debe soportar. Con este fin, se suele utilizar un margen de seguridad del 10%.

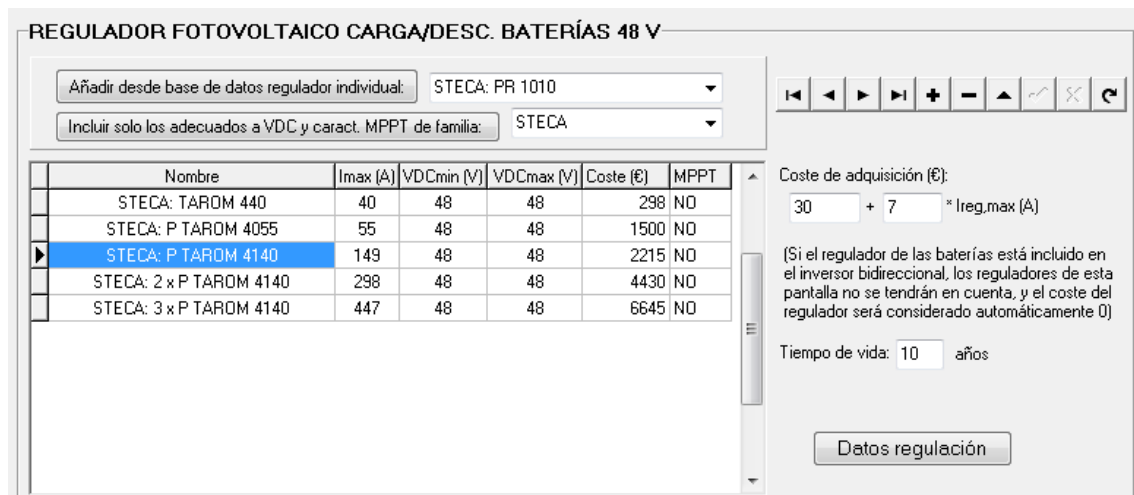
$$I_{regulador} = I_{campo_{fotovoltaico}} + I_{campo_{fotovoltaico}} \cdot 10\% = 1,1 \cdot I_{campo_{fotovoltaico}} = 1,1 \cdot 97,08 = 106,78 \text{ A} \quad (5.18)$$

$I_{regulador}$, intensidad del regulador, en amperios(A).

$I_{campo_{fotovoltaico}}$, corriente a través del generador fotovoltaico, en amperios (A).

Por lo tanto, el regulador deberá soportar una corriente de 106,78 A. A continuación se verá como este resultado se adapta a la elección del regulador estipulada por iHoga mediante sus cálculos internos.

Una vez conocida la teoría de cálculo de los reguladores, se procede a su dimensionado con el software. Como se ve en la siguiente figura, se ha seleccionado la gama de equipos de la familia de reguladores de STECA que cuenta con los requisitos expuestos anteriormente.



REGULADOR FOTOVOLTAICO CARGA/DESC. BATERÍAS 48 V

Añadir desde base de datos regulador individual: STECA: PR 1010

Incluir solo los adecuados a VDC y caract. MPPT de familia: STECA

Nombre	I _{max} (A)	VDC _{min} (V)	VDC _{max} (V)	Coste (€)	MPPT
STECA: TAROM 440	40	48	48	298	NO
STECA: P TAROM 4055	55	48	48	1500	NO
STECA: P TAROM 4140	149	48	48	2215	NO
STECA: 2 x P TAROM 4140	298	48	48	4430	NO
STECA: 3 x P TAROM 4140	447	48	48	6645	NO

Coste de adquisición (€): 30 + 7 * I_{reg,max} (A)

(Si el regulador de las baterías está incluido en el inversor bidireccional, los reguladores de esta pantalla no se tendrán en cuenta, y el coste del regulador será considerado automáticamente 0)

Tiempo de vida: 10 años

Datos regulación

Figura 5.10: Gama de reguladores de la familia STECA

Una vez simulada cada combinación de componentes y estrategia, para cada caso iHoga elige el mínimo regulador tal que su intensidad nominal máxima sea superior a la máxima que se prevé haya en el sistema (Dufo, 2014).

Dicho esto, el programa ha seleccionado:

Regulador PV bat. STECA: P TAROM 4140 de 149 A.

Dimensionado del inversor

Se dimensionará el inversor como aquel cuya potencia sea justamente mayor a la potencia pico máxima instantánea de todos los consumos en AC de la instalación. Una vez seleccionada esta potencia, se establece el voltaje de trabajo del inversor, en este caso, 48V.

Por tanto, se debe calcular la suma de las potencias de cargas de la vivienda (todas en AC) y aplicarle un margen de seguridad del 20% (Pareja, 2010).

$$P_{inv} = 1,2 \cdot P_{AC} \quad (5.19)$$

P_{inv} , potencia del inversor, en vatios (W).

P_{AC} , potencia total de las cargas de la vivienda, en vatios (W).

Cabe destacar que muchos de los electrodomésticos y aparatos utilizados tienen picos de arranque para los cuales van a necesitar más potencia que la nominal. Por esta razón, para evitar problemas y deficiencias se debe realizar un sobredimensionamiento del inversor.

A pesar de que la tabla de consumos vista en el apartado 5.1 era meramente intuitiva, y que en este apartado no se contará con las potencias teóricas de los dispositivos de aquella tabla, se da paso al dimensionado del inversor mediante los logaritmos internos del programa., los cuales se ajustan a los límites de potencia máximos previstos en el consumo.

Mediante el software empleado se ha seleccionado la familia de inversores Victron, y se ha obligado a que dentro de este interfaz solo aparezcan aquellos inversores adecuados a la tensión nominal DC de la instalación.

En base a lo estipulado al principio del apartado, se ha seleccionado que el inversor pueda dar la máxima potencia AC del consumo. Con esto, el software selecciona entre la gama de dispositivos, el inversor mínimo que puede dar la máxima potencia exigida por las cargas AC. Esto tiene especial importancia, puesto que si el inversor no pudiese dar toda la potencia, el consumo se quedaría sin cubrir.

Una vez seleccionado esto, el propio programa indica cuál es la potencia máxima demandada por las cargas, y el inversor seleccionado que cubre dicha demanda.

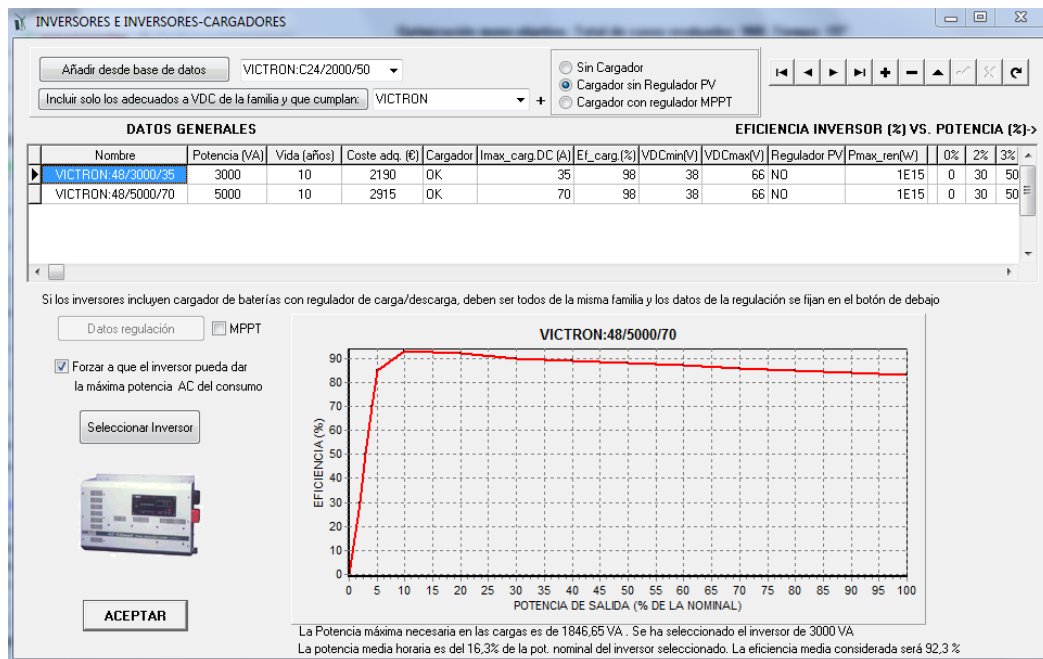


Figura 5.11: Dimensionado del inversor

Como se ve en la figura anterior, iHoga ha seleccionado el siguiente inversor:

Inversor VICTRON: 48/3000/35 de 3000 VA.

A partir de los componentes previamente elegidos, se configura el sistema fotovoltaico con baterías.

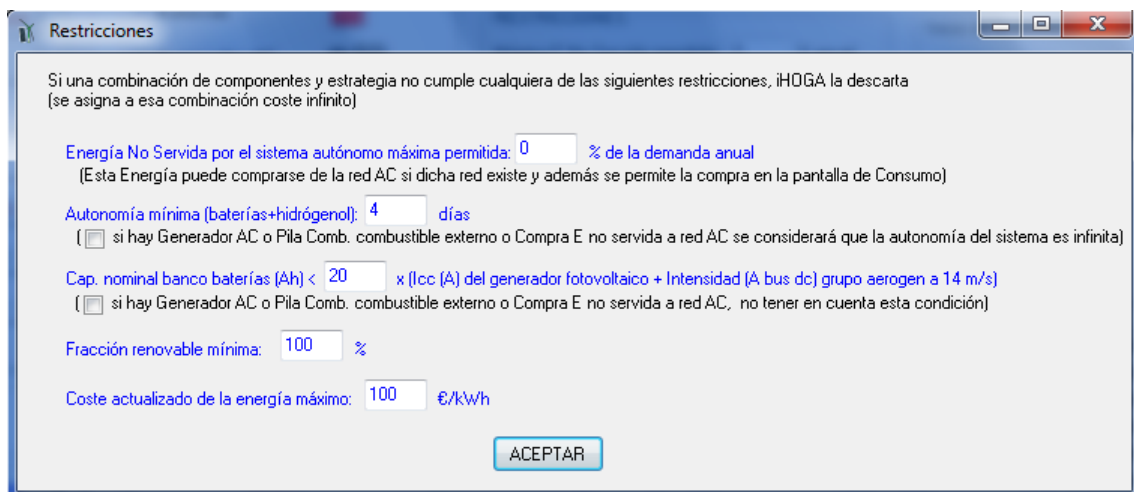
A continuación, en los apartados siguientes se procede a la simulación del sistema y obtención de conclusiones.

5.2.2 Simulación

En este apartado se procede a la simulación del sistema y a la generación de datos que pueden entregar los diversos componentes, en términos de energía, costes y otras unidades métricas para los 365 días del año.

Teniendo en cuenta que cualquiera de los sistemas simulados en el presente proyecto puede ser totalmente realizables en el ámbito real, se especificarán una serie de restricciones las cuales se asemejen lo más posible a un sistema real para que la simulación de los datos sea lo más real posible.

Seguidamente, se explican las restricciones que condicionarán el sistema.



Si una combinación de componentes y estrategia no cumple cualquiera de las siguientes restricciones, iHOGA la descarta (se asigna a esa combinación coste infinito)

Energía No Servida por el sistema autónomo máxima permitida: 0 % de la demanda anual
(Esta Energía puede comprarse de la red AC si dicha red existe y además se permite la compra en la pantalla de Consumo)

Autonomía mínima (baterías+hidrógeno): 4 días
☐ si hay Generador AC o Pila Comb. combustible externo o Compra E no servida a red AC se considerará que la autonomía del sistema es infinita)

Cap. nominal banco baterías (Ah) < 20 x (Icc (A) del generador fotovoltaico + Intensidad (A bus dc) grupo aerogen a 14 m/s)
☐ si hay Generador AC o Pila Comb. combustible externo o Compra E no servida a red AC, no tener en cuenta esta condición)

Fracción renovable mínima: 100 %

Coste actualizado de la energía máximo: 100 €/kWh

ACEPTAR

Figura 5.12: Restricciones de la instalación fotovoltaica con baterías

-Como primera restricción se indica el porcentaje de energía no servida por el sistema. Ésta es la energía que demandan las cargas y no ha podido servir el sistema. Como el sistema de autoconsumo deberá garantizar la demanda de consumo en todo momento, se pone el valor 0, es decir el sistema cubre toda la demanda.

-Se establece una autonomía mínima de funcionamiento de las baterías de 4 días. Es decir, las baterías como mínimo estarán cargadas durante 4 días.

-Se debe imponer una restricción en el tamaño o capacidad del sistema de baterías con el propósito de evitar que las corrientes de carga sean demasiado bajas para el tipo de baterías escogido. Según establece la Norma Técnica Universal para Sistemas Fotovoltaicos Domésticos para asegurar una

adecuada recarga de las baterías, la capacidad nominal del acumulador no excederá en 20 veces la corriente de cortocircuito en Condiciones Estándar de Medida del generador fotovoltaico.

-Puesto que nuestro sistema está formado en su totalidad por fuentes de energías renovables (se considera el sistema acumulador como renovable ya que se recarga mediante los módulos), la fracción renovable mínima la establecemos en el 100%.

-Por último se establece que el coste actualizado de la energía nunca sea mayor a 100€/kWh, de no ser así, se rechazaría cualquier solución.

Éstas son las restricciones que van a condicionar la simulación del sistema. ¡Hoga también facilita la consideración de elegir el tipo de optimización en la que se basa el sistema. Puesto que a lo largo del dimensionado se han establecido los parámetros de los dispositivos empleados en términos aproximados a la eficiencia energética, en este caso se establece una optimización mono-objetivo, la cual buscará la solución más económica, referida al término del VAN(Valor activo neto),es decir, menor coste total a lo largo de la vida útil del sistema. Con este tipo de optimización el programa mostrará los diez mejores resultados económicamente posibles.

En cuanto a la estrategia de control, es decir, como deben reaccionar los dispositivos durante su puesta en marcha, se establece que la instalación utilice el seguimiento de la demanda. Por ello, cuando la energía suministrada por el generador fotovoltaico no es suficiente para satisfacer la demanda, el resto de energía la cubrirán las baterías, exactamente hasta el valor de energía que demanden las cargas.

Al igual que para las demás estrategias explicadas anteriormente, se deben establecer unos términos económicos para seguir un modo de financiación con el cuál se pueda llevar a cabo la instalación. Por ello, se trata de establecer unos datos económicos que se ajusten a la realidad.

El periodo de estudio de nuestro sistema se determinará en 25 años, el cual coincide con la vida media de una instalación fotovoltaica. Durante este periodo se establecerán los demás datos que condicionan económicamente el sistema.

Se estimarán para este tiempo una serie de factores, como son los intereses del mercado fijados en un 4%, la inflación general esperada, con un porcentaje del 2% y a partir de ambos se establece la tasa de descuento general reflejada en un 1,96%.

Además, se deben estipular unos parámetros de acuerdo con los costes que va a suponer el cableado, la instalación y otros costes variables del inicio de la instalación. Pues bien, a partir de un modelo básico podemos suponer estos costes en 300 euros más un porcentaje del 2% sobre el coste inicial de la instalación.

En cuanto al modo de financiación, se otorgará un préstamo del 80% del coste inicial de la inversión con un tipo de interés del 7% durante el periodo de diez años.

Una vez explicadas las restricciones, tipo de optimización y estrategia de control que condicionará el funcionamiento del sistema, se procede a la simulación de los datos y razonamiento de ellos.

Simulación horaria

En este apartado se da paso a la simulación y generación de datos del sistema. A partir de la simulación se explica detalladamente el comportamiento del sistema durante las 24 horas del día. El análisis del sistema se empieza primeramente mostrando la curva de irradiancia sobre la superficie de los módulos para un día soleado completo, veinticuatro horas, del día 15 de Marzo de 2014.

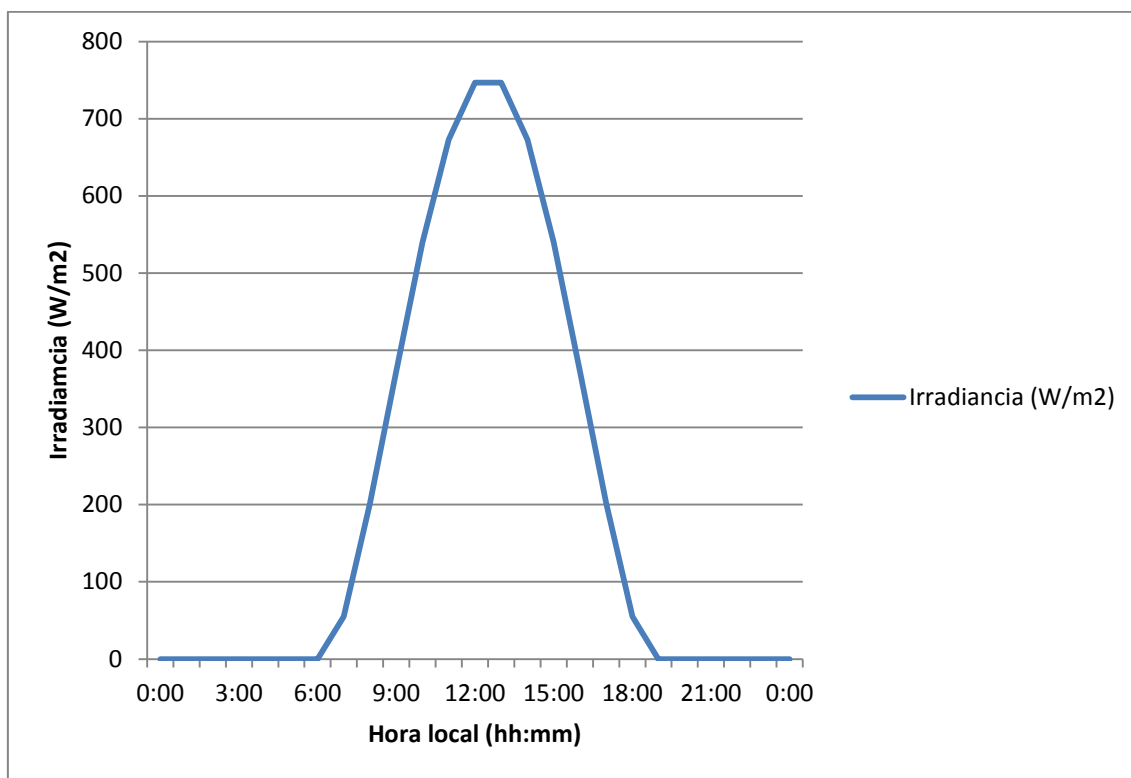


Figura 5.13: Irradiancia (W/m²) para el día 15/3/2014

Se observa la cantidad de irradiancia que llegaría a los módulos fotovoltaicos para su inclinación óptima.

A partir de esta irradiancia se presenta la evolución de la potencia obtenida por el generador fotovoltaico y la potencia demandada por el consumo.

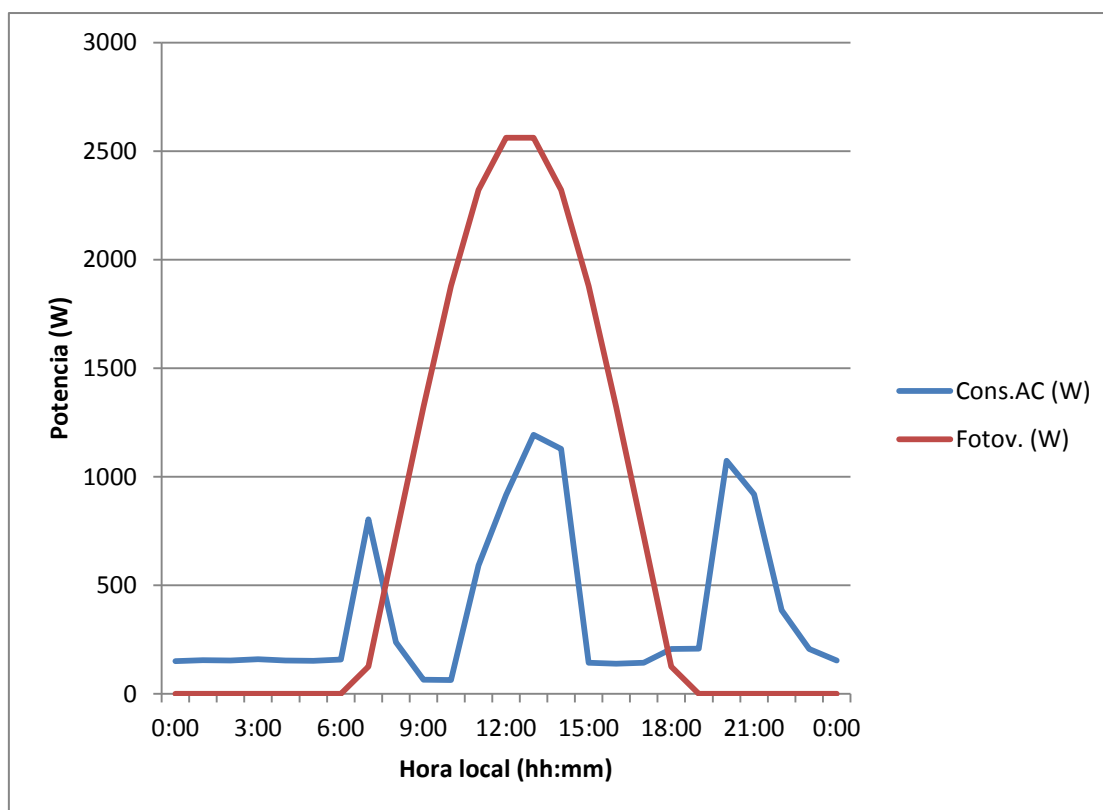


Figura 5.14: Potencia total consumida (W) frente a potencia total generada fotovoltaica (W) para el día 15/3/2014

Como se puede observar la demanda de energía quedará totalmente satisfecha por el generador fotovoltaico durante un periodo de tiempo comprendido entre las 8h y las 18h. Periodo en el que la irradiación es suficiente para suministrar el aporte necesario al generador fotovoltaico para cubrir el consumo. En los otros instantes esta potencia vendrá dada por las baterías, logrando que el sistema autónomo cubra la demanda durante todas las horas del día. A continuación se muestra como se satisface la demanda con el funcionamiento de todos los elementos y funciones características.

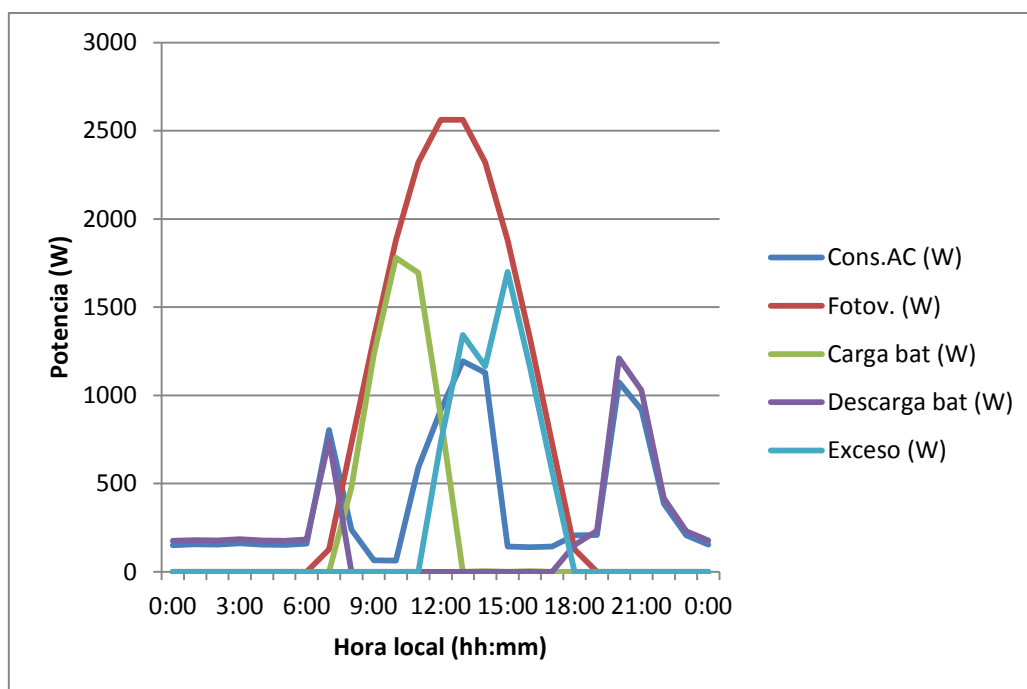


Figura 5.15: Evolución de las potencias (W) de los dispositivos frente al consumo (W)

Con esta figura se procede a explicar la simulación de satisfacción de la demanda a partir de todos los elementos necesarios durante las veinticuatro horas de un día.

Se comienza la explicación observando que desde las 0:00h a las 8:00h la generación fotovoltaica es inferior al consumo. Por ello, las baterías abastecerán toda la energía demandada por el consumo. Cómo la estrategia seguida en la simulación se ha efectuado mediante seguimiento de la demanda, las baterías entregarán la energía justamente precisa y demandada. En este momento de suministro de energía por las baterías, éstas se estarán descargando, lo que conllevó a un valor negativo de la corriente de las baterías.

Entre el tiempo comprendido de 8:00h a 18:00h puede observarse como la generación fotovoltaica es superior al consumo. La demanda de energía será abastecida durante todo momento por el generador fotovoltaico. Como se observa, la energía del generador fotovoltaico (línea roja) es lo suficientemente mayor como para abastecer al consumo en su totalidad, y con la energía sobrante cargar las baterías (línea verde) llegando incluso a producir un exceso de energía (línea azul claro) cuando las baterías estén cargadas a la capacidad máxima de carga. En este periodo de carga, la tensión de las baterías se incrementa.

Otra vez, a partir del punto 2 y hasta el final del día, entran de nuevo las baterías, cargadas al máximo de su capacidad, para suministrar la energía precisa al consumo.

Quedaría así razonado el suministro de energía demandado por el consumo durante un día cotidiano.

Simulación mensual

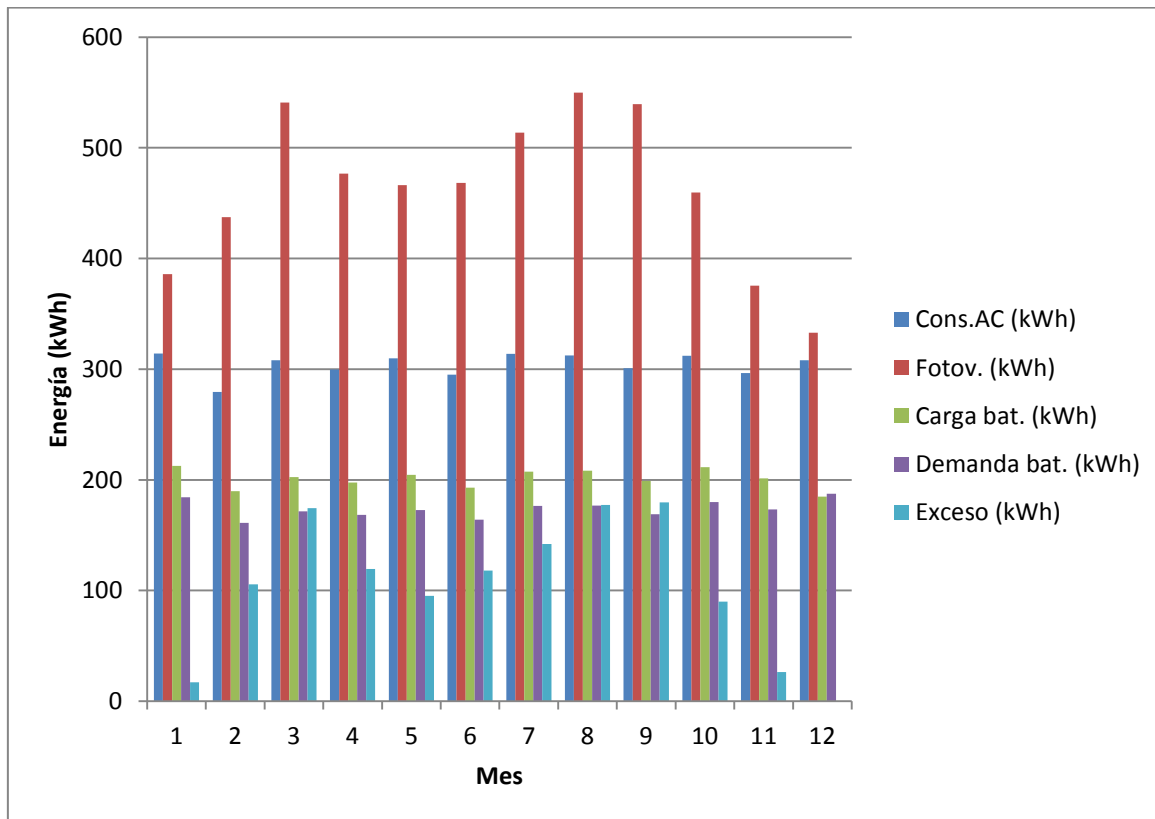


Figura 5.16: Valores totales mensuales de energía (kWh) frente al consumo (kWh), sistema fotovoltaico con baterías

Como se observa en la figura anterior, se representan los valores de energía demandada por el consumo frente a la energía generada por la instalación fotovoltaica, la energía de carga y descarga de las baterías y el exceso de energía para los doce meses del año.

Se distingue como la energía entregada por el generador fotovoltaico es mayor en los meses centrales del año donde se cuenta con mayor irradiación. Mientras que en invierno, estos valores decrecen.

Un porcentaje de esta energía proporcionada por el generador fotovoltaico, tal y como se ha visto en la simulación horaria, sirve para cargar las baterías hasta su límite de carga. En cuanto a la descarga, estas entregarán energía hasta llegar a su estado de carga mínimo, establecido en un 20% del total. Con ambas restricciones se asegura tanto un correcto funcionamiento, como una mayor vida útil.

El objetivo de la instalación de satisfacer la demanda de energía del consumo en todo momento del año, como puede observarse, se cumple.

Simulación anual

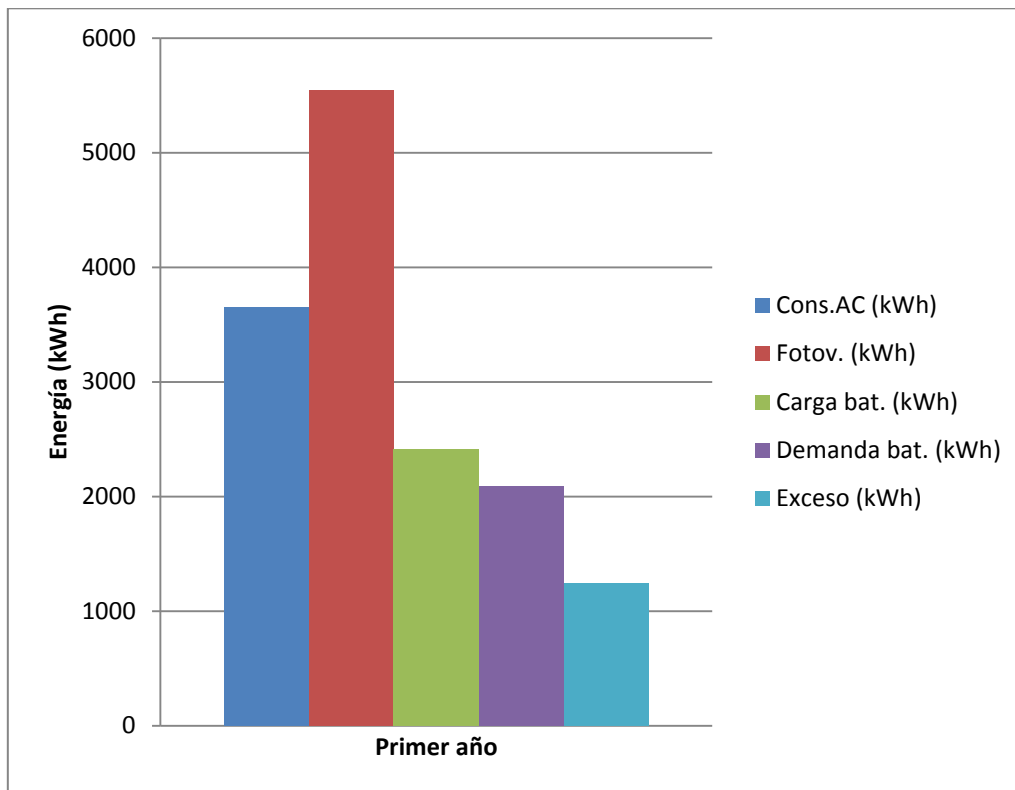


Figura 5.17: Energía total anual (kWh), sistema fotovoltaico con baterías

A partir de los datos procedentes de la simulación se puede realizar un balance de energías del sistema a lo largo del primer año, como se observa en el gráfico anterior.

De acuerdo con este gráfico, se especifica a continuación estos valores, referidos al año inicial, para una mejor comprensión:

- El consumo demanda al año una energía total igual a 3650 kWh/año, la cual es cubierta en su totalidad.
- La energía producida en exceso por el sistema es de 1250 kWh/año a los cuales no se le podrá sacar ningún beneficio ya que según el Real Decreto, por el que se estableció la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, no está permitido la venta de energía a la red para este tipo de instalaciones.
- Los paneles fotovoltaicos, debido a la irradiación recibida, producirán 5545kWh/año.
- En cuanto a las baterías, la energía cargada por los módulos fotovoltaicos es de 2218 kWh/año y éstas cederán (descarga) al sistema una energía igual a 2261kWh/año.

Se determina que las baterías en nuestro sistema tendrán una vida media de 18 años.

-Aunque no se representa en la figura anterior, cabe destacar que las emisiones de CO₂ totales del sistema son igual a 396 kg CO₂/año.

Simulación de las baterías

Se dedica un apartado aparte en la simulación referente a las baterías ya que se deben explicar los términos generales relacionados con estos elementos en gráficos aparte.

En el capítulo 4, se introdujo los términos teóricos relativos a las baterías, pues bien, en este apartado se verán reflejados algunos de esos términos a modo de ejemplo como se viene realizando para toda la instalación.

En este proyecto se ha dividido la profundidad de descarga (DOD) de los ciclos de carga/descarga en 9 intervalos, cada uno de ellos referentes a unos límites de porcentaje del estado de carga de la batería. En la siguiente gráfica se representan el número de ciclos correspondientes a cada intervalo durante el periodo de estudio simulado.

Tabla 5.4: Ciclos de carga-descarga realizados por las baterías durante un año, sistema fotovoltaico con baterías

Intervalo	Nº ciclos
0-15%DOD	364
15-25%DOD	1
25-35%DOD	0
35-45%DOD	0
45-55%DOD	0
55-65%DOD	1
65-75%DOD	0
75-85%DOD	0
85-100%DOD	0

Se puede observar cómo los últimos intervalos no tendrán sentido, ya que como se ha impedido que las baterías bajen del estado de carga mínimo (SOC_{min}(%)) recomendado por el fabricante, nunca se darán profundidades de descarga superiores a 100-SOC_{min}.

Como en este proyecto se escogieron baterías con una SOC_{min}=20%, entonces la máxima profundidad de descarga posible será 80% por lo que el último intervalo de la tabla se descartará, no habrá ningún ciclo de carga/descarga en él.

En la siguiente figura se muestra la evolución del estado de carga de las baterías durante el paso de tres días.

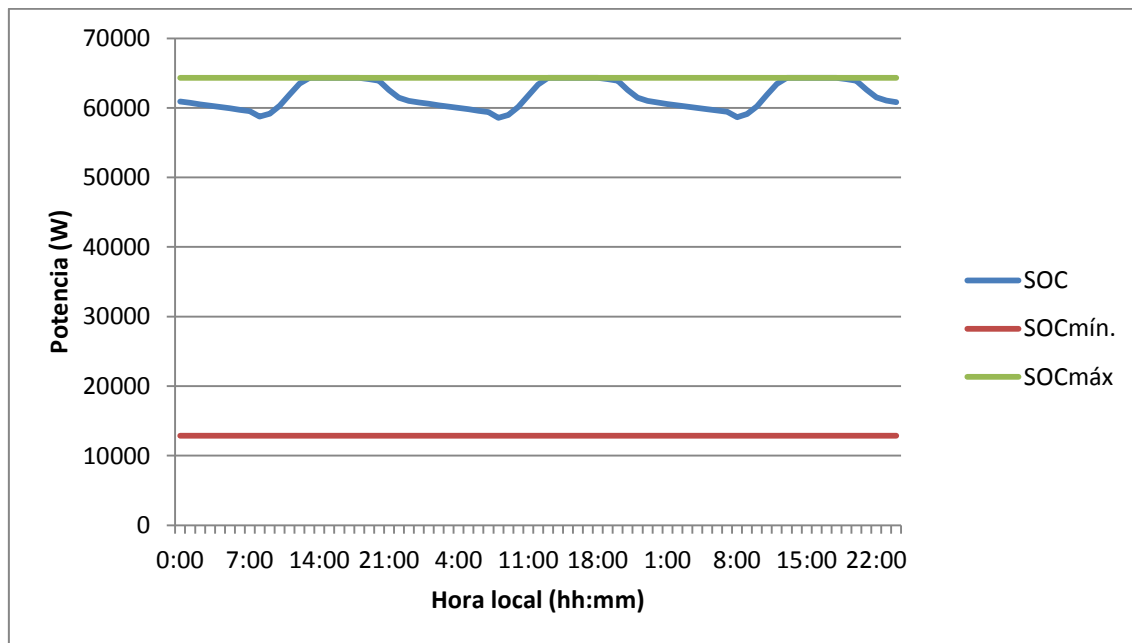


Figura 5.18: Evolución del SOC (W) de las baterías desde el 15/8 al 17/8, sistema fotovoltaico con baterías

Se aprecia como las baterías tendrán un estado de carga elevado durante estos días debido a que tendrán una irradiación suficiente, tanto para abastecer el consumo por medio del generador fotovoltaico como para que esté cargue las baterías a estos niveles de carga.

Por tanto, solamente se producirán ciclos de carga y descarga comprendidos para una profundidad de descargar como máximo del 15%.

5.2.3 Estudio económico

El estudio económico pretende analizar la viabilidad de nuestra instalación y cuál de las posibles alternativas sería más rentable.

Una vez realizada la simulación, como se ha visto anteriormente el software genera un informe donde especifica los componentes utilizados en el sistema, su estrategia de control, balance de energías, y los costes de los distintos componentes.

Este apartado se centra en los costes de cada componente, modo de financiación y análisis del VAN.

Por tanto, se va a especificar cada resultado obtenido a partir de su descomposición en subniveles, centrándose en el coste inicial de la inversión, modo de financiación y coste total del sistema mediante VAN.

Se comienza el estudio económico, a partir de los costes totales de cada componente que van a formar parte de la instalación para saber cuál es el coste inicial total de la inversión necesaria. Todas las tablas van referidas en euros.

Tabla 5.5: Coste inicial de la inversión, en euros (€), sistema fotovoltaico con baterías

Año	Costes Gen.Fotov.	O&M Gen.Fotov.	Costes Inversor	Costes Baterías	O&M Baterías	Costes Reg. Carga bat.	Costes de instalación	Coste inicial de la inversión
0	8040	0	2190	9888	0	2215	747	23080

-Como se ve en la tabla de costes anterior, la suma de todos los componentes más los costes de instalación asciende a un coste inicial de inversión de 23.080€.

-El programa establece que el mejor modo de financiación para el sistema será pedir a una entidad financiera un préstamo del 80% con una cuota anual de 2628,8€, el cuál se cumplirá durante 10 años.

-Se introduce el término financiero de valor actual neto (VAN), cómo el sistema que posibilita calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión.

La fórmula que nos permite calcular el Valor Actual Neto es (Roca, 2011):

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0 \quad (5.20)$$

V_t , representa los flujos de caja en cada periodo t .

I_0 , es el valor del desembolso inicial de la inversión.

n , es el número de periodos considerado.

k , d o TIR es el tipo de interés.

Una vez introducido este concepto se resumen los resultados obtenidos.

Los términos de VAN de nuestra instalación fotovoltaica con acumuladores eléctricos se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 5.6: Desglose del coste total del sistema (VAN), en euros (€), sistema fotovoltaico con baterías

	Costes Gen.Fotov.	O&M Gen.Fotov.	Costes Inversor	Costes Baterías	O&M Baterías	Costes Reg. Carga bat.	Costes Financiación	TOTAL (Costes- Ingresos)
Año	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN
0	8040	0	2190	9888	0	2215	4615,9	4615,9
1	0	118,1	0	0	146	0	2527,7	2791,8
2	0	115,8	0	0	143,2	0	2430,5	2689,5
3	0	113,6	0	0	140,5	0	2337	2591,1
4	0	111,4	0	0	137,8	0	2247,1	2496,3
5	0	109,3	0	0	135,1	0	2160,7	2405,1
6	0	107,2	0	0	132,5	0	2077,6	2317,3
7	0	105,1	0	0	130	0	1997,7	2232,7
8	0	103,1	0	0	127,5	0	1920,9	2151,4
9	0	101,1	0	0	125	0	1847	2073,1
10	0	99,2	1803,5	0	122,6	1824,1	1775,9	5625,2
11	0	97,2	0	0	120,2	0	0	217,5
12	0	95,4	0	0	117,9	0	0	213,3
13	0	93,5	0	0	115,7	0	0	209,2
14	0	91,7	0	0	113,4	0	0	205,2
15	0	90	0	0	111,3	0	0	201,2
16	0	88,2	0	0	109,1	0	0	197,4
17	0	86,5	0	0	107	0	0	193,6
18	0	84,9	0	3393	105	0	0	3582,8
19	0	83,3	0	0	102,9	0	0	186,2
20	0	81,7	1485,2	0	101	1502,1	0	3169,9
21	0	80,1	0	0	99	0	0	179,1
22	0	78,5	0	0	97,1	0	0	175,7
23	0	77	0	0	95,3	0	0	172,3
24	0	75,5	0	0	93,4	0	0	169
25	0	74,1	-673,9	-1367,9	91,6	-681,6	0	-2557,6
VAN TOTAL	8040	2361,5	4804,8	11913,1	2920,1	4859,6	25938	38504,1

Como se observa, el cálculo del VAN total está realizado a partir del sumatorio del VAN de los componentes que configuran la instalación menos el sumatorio de su precio de adquisición. Por lo tanto, el coste total del sistema (VAN) es de 38504€.

El porcentaje económico que corresponde a cada componente se resume en el siguiente diagrama.

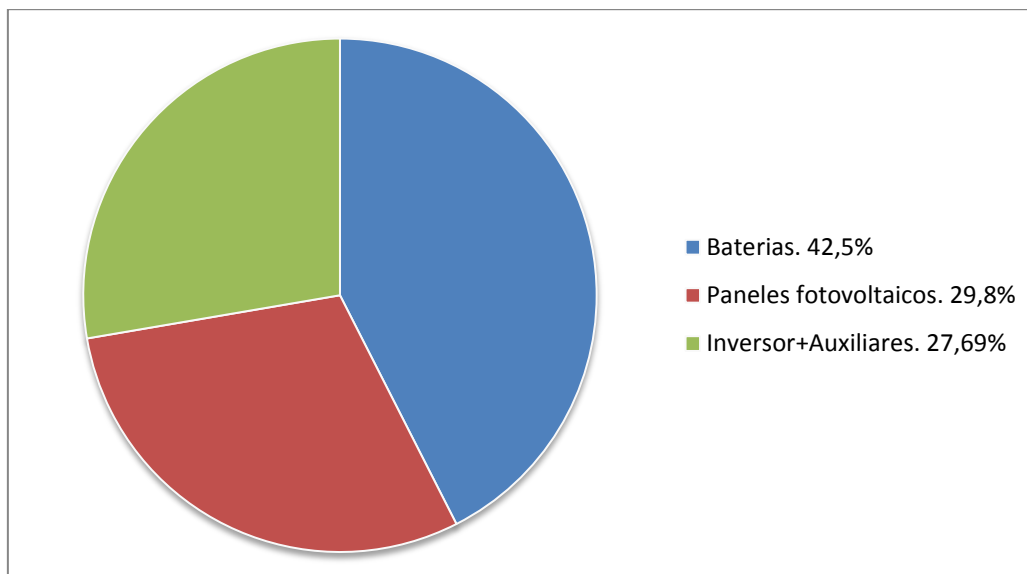


Figura 5.19: Porcentaje VAN de cada componente, sistema fotovoltaicos con baterías

Viendo el diagrama anterior y haciendo referencia a los flujos de caja que van a generar la tabla de VAN anterior se puede decir que la inversión más grande la constituye la adquisición y mantenimiento de las baterías correspondiendo a un 42,5% del total del sistema.

Esto es debido a que las baterías, a diferencia de otros elementos, tendrán que ser reemplazadas por unas nuevas a los 18 años, lo que supondrá nuevos costes. Además su operación y mantenimiento (O&M) conlleva unos costes elevados para cada año.

El resto de la inversión corresponderá a los paneles fotovoltaicos (29,8%) y a los costes del inversor, más otros costes auxiliares (27,69%).

En cuanto a los paneles, su porcentaje de inversión corresponde a su coste de adquisición en el momento inicial de inversión y a su coste de operación y mantenimiento anual que se corresponde con la limpieza de los módulos para garantizar su eficiencia.

Los costes del inversor se refieren al coste de adquisición (año 0), los costes de reemplazamiento (años en que se cambia el componente) e ingresos por devolución, al final de la vida del sistema. Estas circunstancias económicas se ven representadas en la tabla anterior de costes, donde se aprecia en que año sucede cada acontecimiento.

Los costes auxiliares vendrán compuestos por los costes referentes a las tareas de acondicionamiento, estructura, cableado, cuadros eléctricos, etc.



Una vez desarrollado y explicado el estudio de costes referido al VAN durante un periodo de tiempo de 25 años, para la instalación de autoconsumo se estima que el coste actualizado de la energía suministrada sería igual a 0,42 €/kWh.

5.3 Sistema compuesto por generador diésel

En este apartado se presentará el estudio de autoconsumo para la vivienda en cuestión mediante un generador diésel.

5.3.1 Dimensionado

Cómo se explicó anteriormente todas las simulaciones se estudiarán como fuente de abastecimiento energético de la vivienda en cuestión. Por ello, contarán con los mismos datos de irradiación y consumo estudiados en apartados anteriores.

Cómo esta instalación solo cuenta con un generador diésel como fuente de energía se introducen los conceptos básicos que se han empleado en su dimensionamiento mediante el software iHoga.

Cómo se va visto en apartados anteriores respecto al dimensionado y elección de componentes mediante este programa se seleccionan los elementos que van a formar parte de la instalación, en este caso generador AC (generador diésel).

Se introducen de la base de datos del programa aquellos generadores que resulten más afines con la energía demandada por el consumo.

	Nombre	Potencia nominal (Pn)	Coste de adquisición	Coste O&M	Vida esperada	Potencia mínima	COMBUSTIBLE			Inflación comb. anual	Emisiones CO2	Parámetros consumo	
		(kVA)	(€)	(€/h)	(h)	(% de Pn)	Tipo	Unidad	(€/ud.)	(%)	(kg CO2/ud.)	A	B
	Diesel 1.9kVA	1,9	800	0,14	10000	30	Diesel	litro	1,3	5	3,5	0,246	0,08145
	Diesel 3kVA	3	1050	0,17	10000	30	Diesel	litro	1,3	5	3,5	0,246	0,08145
▶	Diesel 4kVA	4	1200	0,18	10000	30	Diesel	litro	1,3	5	3,5	0,246	0,08145

Figura 5.20: Gama de Generadores diésel

Lo generadores representados en la figura anterior corresponden a generadores convencionales para diferentes potencias y distintos parámetros característicos. Entre estos parámetros se destaca la potencia mínima a la que actuará el generador y que está establecida por el fabricante, la cual se explicará más adelante y será un parámetro fundamental en cuanto a la entrega de energía y consumo de combustible.

Cabe destacar que para ser posible el abastecimiento de energía en todo momento el generador debe asegurar la potencia máxima demandada en todo momento. Por ello, como nuestro perfil de consumo cuenta con una potencia máxima entre las 13-14h de 1500W el generador diesel debe estar dimensionado para una potencia superior esta.

Por tanto, una vez seleccionada la gama de generadores con los que se quiere contar y estableciendo que el uso del generador debe ser continuo durante todo el día para satisfacer la demanda en todo momento se puede realizar el cálculo del sistema obteniéndose que el generador diesel que mejor afronta el consumo es:

Generador AC Diesel 1,9kVA, potencia nominal. 1,9 kVA.

Su consumo, parámetro fundamental en el dimensionado y elección un generador, viene determinado por la siguiente ecuación establecida (Dufo, 2014):

$$\text{Consumo}\left(\frac{l}{h}\right) = P_n(kW) \cdot B + P(kW) \cdot A \quad (5.21)$$

El consumo del generador establecido por el programa se representa mediante la siguiente gráfica a partir de la expresión anterior:

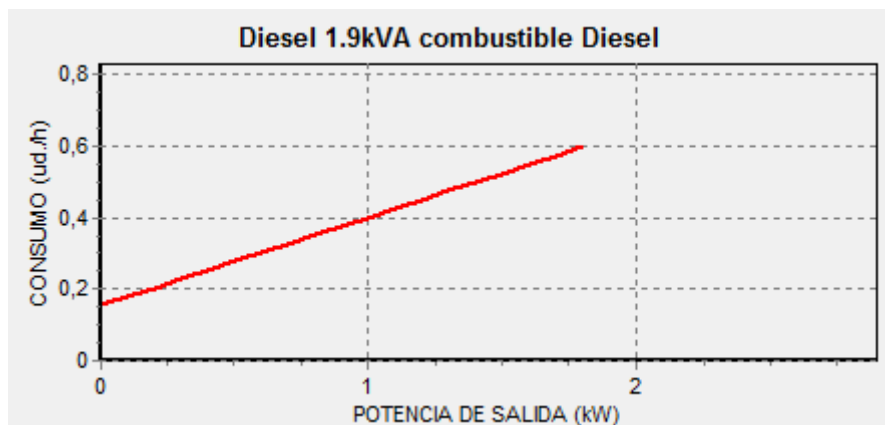


Figura 5.21: Consumo (l / h) del generador diésel de 1,9kVA

De acuerdo con su perfil de consumo, este generador actuando a su potencia nominal de 1,9kW consume 0,6l/h.

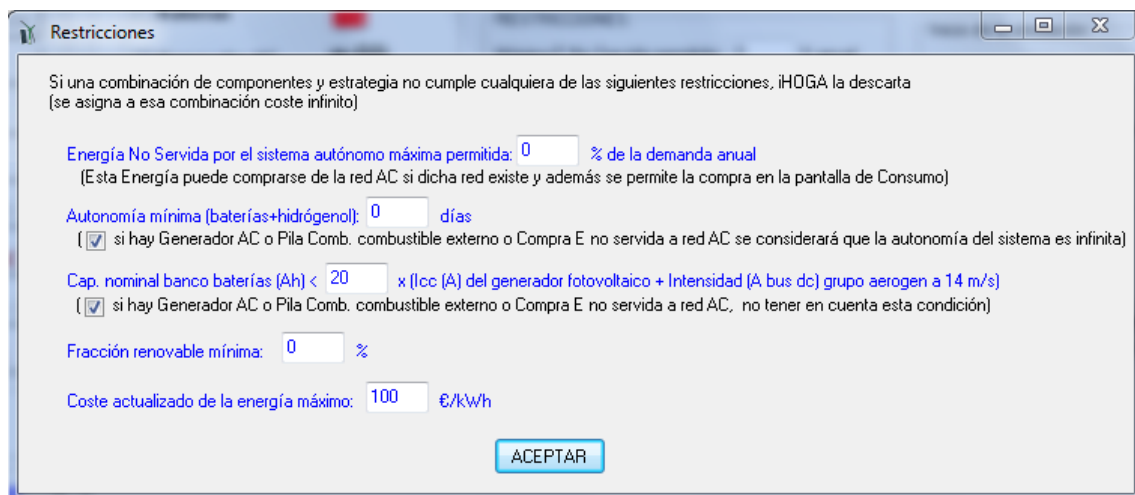
Una vez especificado el generador que va a constituir la instalación se debe hablar de otros parámetros y elementos complementarios de éste que hay que tener en cuenta para que nuestra instalación sea lo más real posible. Aunque en términos energéticos no van a tener ningún impacto en las simulaciones, si lo tendrán económicamente y medioambientalmente.

Como elemento complementarios se puede hablar de la caseta del generador. A partir del inversor seleccionado se debe establecer cómo será la caseta del generador o la habitación que lo albergue. A modo influyente, en esta simulación vendrá representado en los costes auxiliares.

5.3.2 Simulación

Cómo se realiza con todas las instalaciones objeto de estudio, una vez dimensionado sus elementos se procede a la obtención de datos energéticos y económicos que van a dar lugar a distintas conclusiones.

Conocido el generador diésel y sus parámetros característicos que se van a emplear se establecen van a establecer una serie de restricciones de acuerdo con las necesidades de este sistema, diferentes a las de los otros casos.



Restricciones

Si una combinación de componentes y estrategia no cumple cualquiera de las siguientes restricciones, iHOGA la descarta (se asigna a esa combinación coste infinito)

Energía No Servida por el sistema autónomo máxima permitida: 0 % de la demanda anual
(Esta Energía puede comprarse de la red AC si dicha red existe y además se permite la compra en la pantalla de Consumo)

Autonomía mínima (baterías+hidrógeno): 0 días
☒ si hay Generador AC o Pila Comb. combustible externo o Compra E no servida a red AC se considerará que la autonomía del sistema es infinita)

Cap. nominal banco baterías (Ah) < 20 x (Icc (A) del generador fotovoltaico + Intensidad (A bus dc) grupo aerogen a 14 m/s)
☒ si hay Generador AC o Pila Comb. combustible externo o Compra E no servida a red AC, no tener en cuenta esta condición)

Fracción renovable mínima: 0 %

Coste actualizado de la energía máximo: 100 €/kWh

ACEPTAR

Figura 5.22: Restricciones de la instalación alimentada con generador diésel

-Al igual que el resto de casos la primera restricción cumplirá que la instalación satisface durante todo momento la demanda energética, por tanto, el porcentaje marcado en esta restricción será 0%, no se da el caso en el que no se pueda servir energía al sistema.



-En la segunda restricción no se tiene en cuenta el comentario referente a las baterías puesto que no las tenemos y por lo tanto, se marca la casilla en cuestión al generador AC en la cual establece una autonomía del sistema infinita.

-Al igual que en la restricción anterior, en ésta se hace caso omiso a las baterías y se selecciona la presencia del generador AC.

-A diferencia de las otras dos configuraciones, en este caso el sistema no contará con ningún elemento de energía renovable por lo que se establece en 0% la fracción de energía renovable mínima.

-La última restricción es una condición meramente hipotética, donde se establece que el coste del kWh no puede ser mayor de 100€. Actualmente este valor es aproximadamente de 0,14€/kWh.

Una vez estipuladas las restricciones del sistema se establece, al igual, el tipo de optimización y estrategia seguida, las cuales, van a ser las mismas en todos los casos y se definieron en el primer caso de estudio.

Simulación horaria

Una vez realizada la simulación, se procede a la explicación de los datos horarios para un día aleatorio como se representa en la siguiente figura.

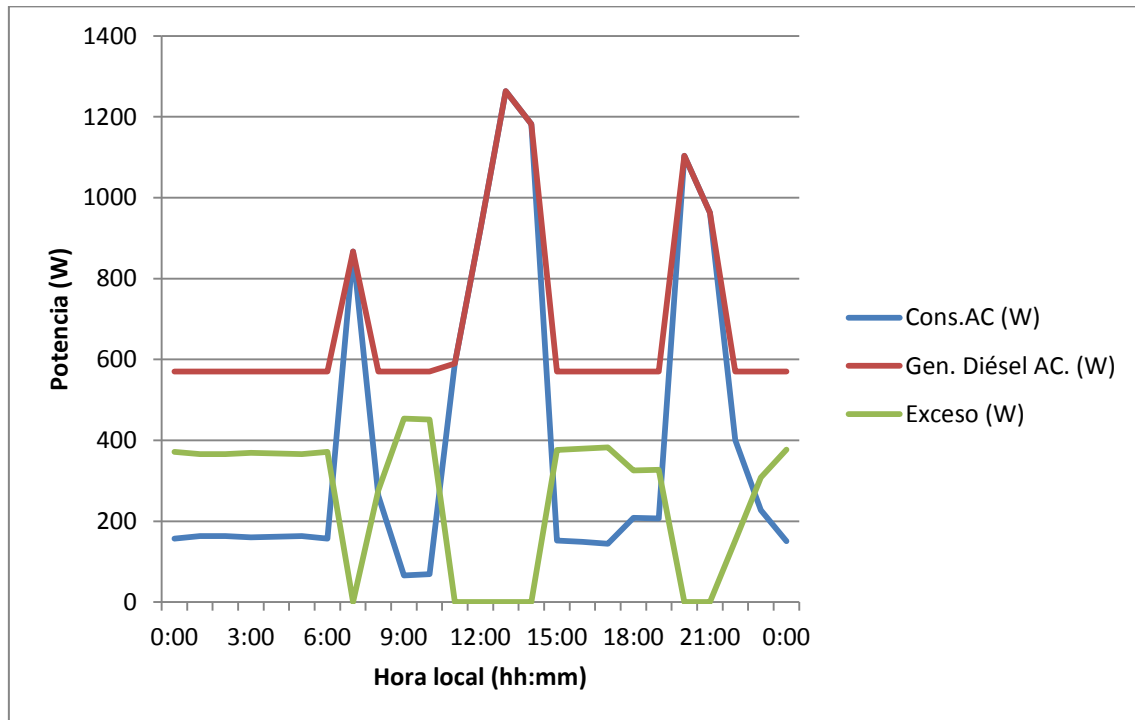


Figura 5.23: Potencia demanda por el consumo (W) frente a la potencia entregada por el generador diésel (W) y exceso de energía (W) para el día 15/3/2014

Se observa como la potencia demandada en cada instante de tiempo es afrontada por el generador diésel. Esto es debido al buen dimensionamiento de éste y a que va a trabajar durante todas las horas del día sin desconexión. Hecho que aunque es óptimo en la satisfacción de la demanda conllevará otras contras económica por uso de combustible y remplazo del mismo.

Se aprecia como la potencia entregada por el generador nunca estará por debajo de 570W, ya que según establece el fabricante, para un óptimo funcionamiento, la potencia mínima del generador será igual al 30% de su potencia nominal, por tanto, 570W.

Este hecho, conlleva que se produzca un exceso de energía para aquellos momentos del día donde se demanda una potencia inferior a la potencia mínima del generador. Suele coincidir con aquellos momentos donde la actividad humana es más pasiva.

En cuanto al consumo de combustible consumido por el generador durante todo el día, éste va a ser proporcional, como se observa en la figura 5.24, al uso que se le da en cada momento. Como siempre hay demanda de energía, aunque sea mínima, y el generador está conectado siempre, la cantidad de combustible mínima será aquella necesaria para abastecer al consumo más el combustible necesario para mover el propio eje del motor.

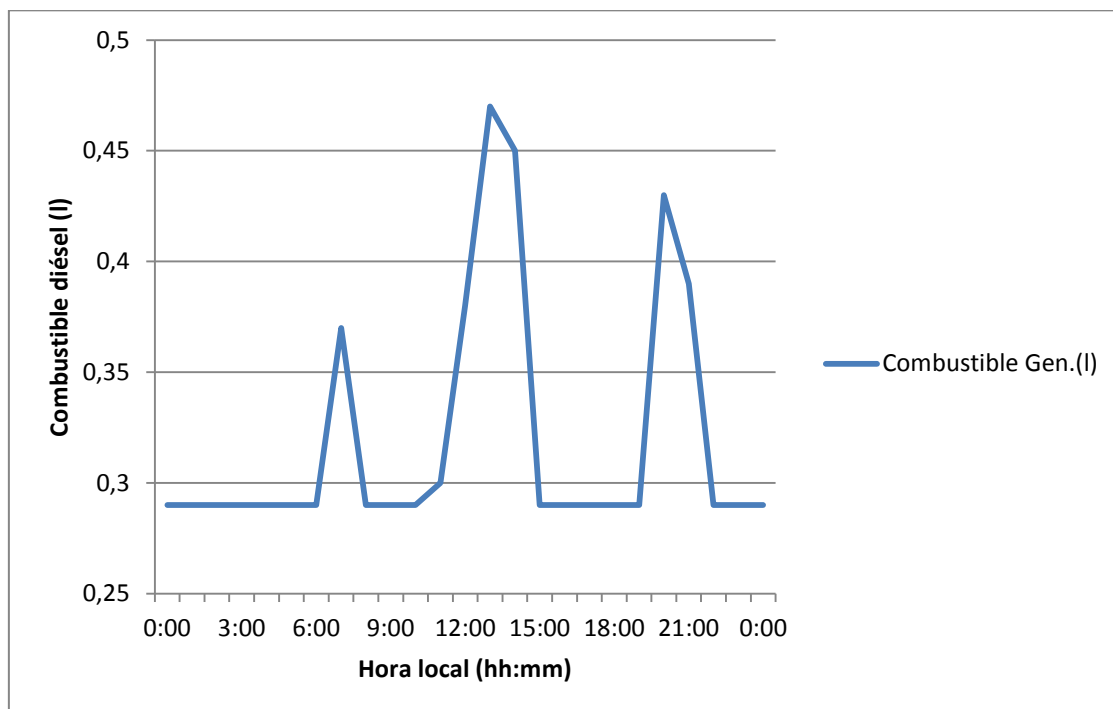


Figura 5.24: Evolución del consumo de combustible diésel para el día 15/3/2014

Como se vio anteriormente y a modo de recordatorio:

$$\text{Consumo}\left(\frac{l}{h}\right) = P_n(kW) \cdot B + P(kW) \cdot A \quad (5.19)$$

Simulación mensual

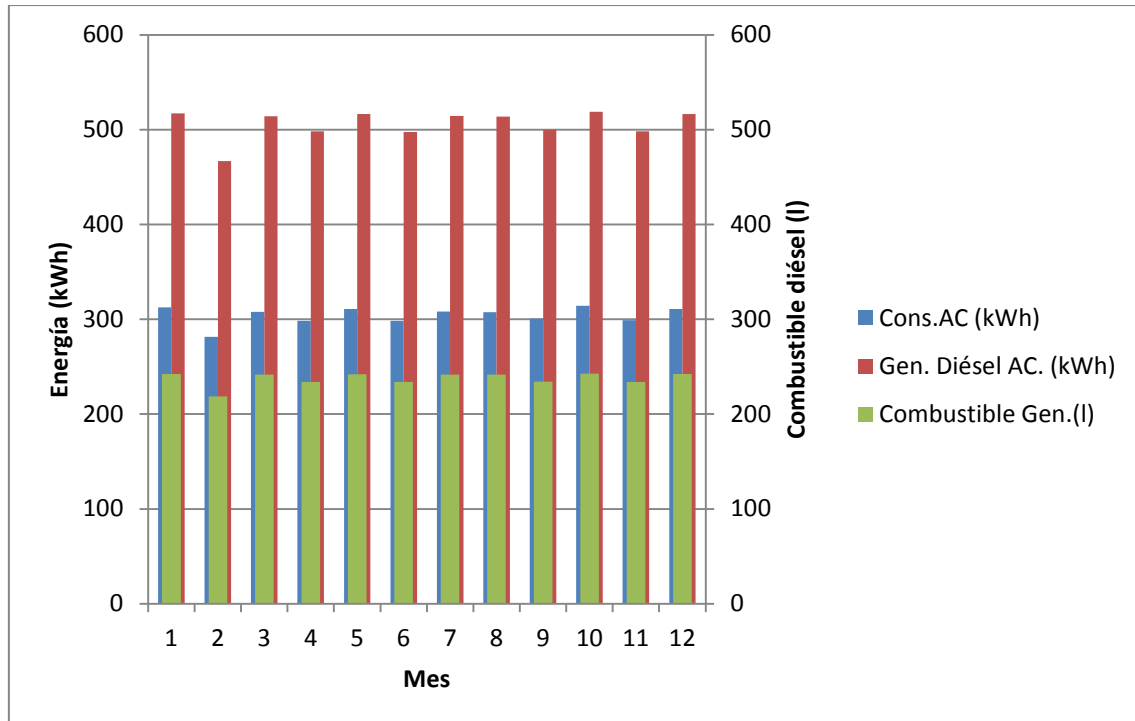


Figura 5.25: Energía media mensual generada por el generador diésel (kWh) frente al consumo demandado (kWh) y consumo de combustible (l)

La figura anterior representa los datos totales mensuales de energía demandada por el consumo frente al abastecimiento de energía por el generador diésel y el consumo de combustible.

Se aprecia como la energía entregada por el generador diésel es proporcional a la energía que demanda el consumo, siendo esta mínimamente variable de un mes a otro, debido a que el generador trabaja siempre entre unos límites establecidos por el fabricante.

Como la estrategia de control se basa en el seguimiento de la demanda, el generador siempre suministra la cantidad de energía estrictamente necesaria, pero cómo tiene una potencia mínima establecida que es mayor en varios instantes del día que el consumo mínimo de la vivienda, al finalizar el mes la energía entregada por el generador será mayor que la que demanda el consumo.

El objetivo de la instalación de satisfacer la demanda de energía del consumo en todo momento del año, como puede observarse, se cumple, aunque este exceso de generación de energía debido a la potencia mínima de trabajo del generador, conlleva un aumento del consumo de combustible que se ve reflejado en términos económicos y contaminantes.

Simulación anual

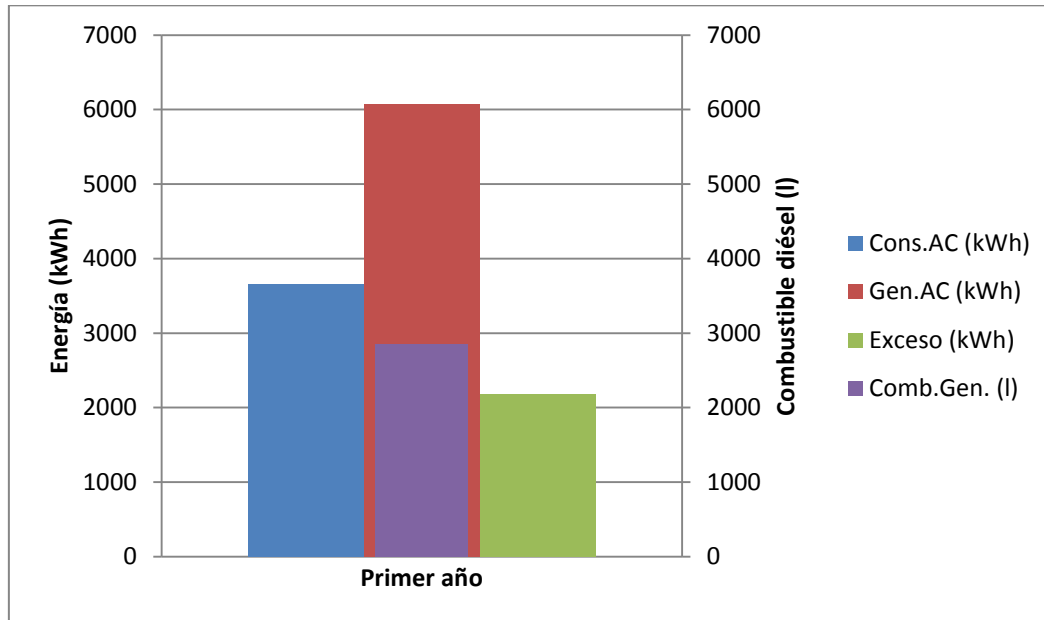


Figura 5.26: Energía total anual (kWh) y consumo de combustible anual (l), sistema generador diésel

En la figura anterior se ha realizado un balance de energías del sistema a lo largo del primer año.

Por lo tanto, los valores anuales característicos de este sistema que condicionarán la instalación son:

- El consumo demanda al año una energía total igual a 3650 kWh/año, la cual es cubierta en su totalidad.
- La energía producida en exceso por el sistema es de 2178 kWh/año a los cuales no se le podrá sacar ningún beneficio ya que según RD1699/2011 (BOE, 2011), por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia y por lo tanto, hoy por hoy no está permitido la venta de energía a la red para este tipo de instalaciones.
- El generador diésel funcionará 8760h/año (año completo sin desconexión) produciendo 6070 kWh/año mediante un consumo de combustible de 2849,2 l/año el cual va a suponer una cantidad de emisiones de CO₂ totales del sistema igual a 10330 kg CO₂/año.

5.3.3 Estudio económico

En este apartado se desglosa el análisis económico que ha generado el programa a partir de nuestras especificaciones, lo más próximas a la realidad posible.

El software genera un informe económico que como se ha visto para el caso anterior, se centra en el coste inicial de la instalación, el modo de financiación y el cálculo del menor coste total a lo largo de la vida útil del sistema.

Por tanto, para una instalación compuesta con un generador diésel como fuente de energía se obtienen los siguientes resultados:

-El coste inicial de la inversión será igual al coste de adquisición de nuestro generador diésel más los gastos que supondrá su instalación en el año 0. Como se aprecia en la siguiente tabla, esta cantidad asciende a 1116€.

Tabla 5.7: Coste inicial de la inversión, en euros (€), sistema diésel

Año	Costes Gen. AC	Costes de instalación	Coste inicial de la inversión
0	800	316	1116

-El programa establece que el mejor modo de financiación para el sistema será pedir a una entidad financiera un préstamo del 80% con una cuota anual de 127,1€, el cuál se cumplirá durante 10 años.

-El análisis del cálculo del menor coste total a lo largo de la vida útil del sistema determinará la viabilidad económica de la instalación y compara este mismo coste para el caso en el que la vivienda toma energía de la red convencional. De este modo podemos saber si la instalación es rentable.

Por tanto se establece que para el estudio a 25 años en el supuesto caso de que la vivienda, con un consumo anual de 3650 kWh/año, estuviera conectada a la red AC el coste total (VAN) sería igual a 17063€.

Los términos de VAN de la instalación formada por el generador diésel se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 5.8: Coste total del sistema (VAN), en euros (€), sistema diésel

	Costes Gen. AC	O&M Gen.AC	Costes Combustible Gen AC	Costes Financiación	TOTAL (Costes- Ingresos)
Año	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN
0	800	0	0	223,2	223,2
1	784,6	1202,8	3739,6	122,2	5849,3
2	769,5	1179,7	3775,6	117,5	5842,3
3	754,7	1157	3811,9	113	5836,6
4	740,2	1134,7	3848,5	108,7	5832,1
5	726	1112,9	3885,5	104,5	5828,9
6	712	1091,5	3922,9	100,5	5826,9
7	698,3	1070,5	3960,6	96,6	5826,1
8	0	1049,9	3998,7	92,9	5141,5
9	671,7	1029,8	4037,1	89,3	5827,9
10	658,8	1010	4076	85,9	5830,6
11	646,1	990,5	4115,2	0	5751,8
12	633,7	971,5	4154,7	0	5759,9
13	621,5	952,8	4194,7	0	5769
14	609,6	934,5	4235	0	5779,1
15	597,9	916,5	4275,7	0	5790,1
16	0	898,9	4316,8	0	5215,7
17	575,1	881,6	4358,3	0	5815
18	564	864,6	4400,3	0	5828,9
19	553,2	848	4442,6	0	5843,7
20	542,5	831,7	4485,3	0	5859,5
21	532,1	815,7	4528,4	0	5876,2
22	521,9	800	4572	0	5893,8
23	511,8	784,6	4615,9	0	5912,4
24	0	769,5	4660,3	0	5429,8
25	-49,2	754,7	4705,1	0	5410,6
VAN TOTAL	14176,1	24054,2	105116,6	1254,2	143801,1

Como se aprecia en la tabla, el coste total del sistema es igual a 14.3801 €, el cual es calculado mediante el sumatorio de todos los VAN resultantes para cada elemento y acción complementaria menos el precio de adquisición del generador diésel.

La distribución de los porcentajes de VAN correspondientes a los costes del generador y combustible se representan en el siguiente gráfico, para una mejor comprensión del VAN total.

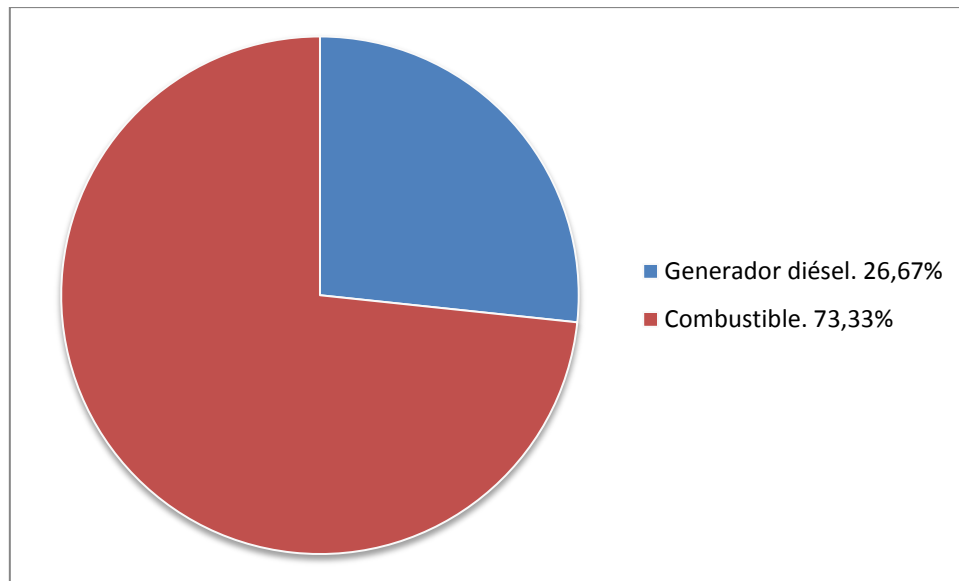


Figura 5.27: Porcentaje VAN del Generador diésel y combustible.

Por tanto, el coste del generador diésel referido al término VAN supone un 26,7% del total de la instalación. Los flujos de caja que han determinado la tabla anterior muestran para cada año las circunstancias económicas que se dan y representan los momentos en los que la vida útil del generador llega a su límite y es necesario cambiarlo. El generador tiene una vida esperada de 10000h, lo que supone que éste debe ser reemplazado por uno nuevo cada 1,14 años. Este hecho se refleja como bien se dijo anteriormente en los flujos de caja, y se observa como solo en dos años diversos no es necesario comprar un nuevo generador durante los 25 años de estudio.

El hecho de reemplazar el generador casi todos los años es debido al funcionamiento continuo de éste y el alto consumo que se demanda al que tiene que afrontar un solo generador.

Además, este VAN también está representado por las gastos correspondientes a tareas de mantenimiento e instalación que necesita el generador cada año.

En cuanto a los costes (VAN) de combustible, estos vienen representados por su precio de adquisición a partir de una inflación que tiene al alza por cada año que pasa. Como se explicó cuando se explicó el generador diésel en el capítulo 4, el precio del combustible tiene a subir cada año.

Claramente se aprecia como el mayor coste durante la vida útil de la instalación lo va a suponer el consumo de combustible.



Una vez desarrollado y explicado el estudio de costes referido al VAN durante un periodo de tiempo de 25 años para la instalación de autoconsumo mediante un generador diésel, se obtiene que el precio del kWh se estima en 1,58€. Un valor en términos económicos disparatado si se compara con el precio medio del kWh actual, alrededor de 0,14€.

5.4 Sistema fotovoltaico con baterías + Generador diésel

Una vez explicados, analizados y obtenidas conclusiones para cada uno de los casos de estudio anteriores, este proyecto se adelanta un paso más y se centra en la unión coherente de ambos para conseguir lo que se denomina hibridación fotovoltaica.

En este apartado se analiza una instalación híbrida aislada confeccionada a partir de una instalación fotovoltaica con baterías unidas con un generador diésel como fuente de apoyo.

Esta instalación tiene como objetivo garantizar el suministro de energía eléctrica en el momento que el consumo lo necesite, incluso en aquellos momentos donde una irradiación tan baja no permita la generación de energía eléctrica a partir de los módulos fotovoltaicos. Para ello, el programa utilizado dimensiona cada elemento que configura el sistema de tal manera que cada uno garantice su rendimiento óptimo y se utilice la opción económica más viable posible.

5.4.1 Dimensionado

A partir de los datos de irradiación y consumo expuestos en el apartado de marco común y los cuales van a ser iguales en los tres casos de estudio se procede mediante el software iHoga al dimensionado de los elementos que constituyen esta instalación.

Como la base teórica de cálculo de cada elemento se explicó en los casos anteriores, en este ejemplo se exponen los componentes elegidos por el programa que configuran la mejor solución, centrándose en el inversor bidireccional el cual es el elemento principal del sistema.

-Módulos fotovoltaicos

Entre la gama de módulos introducidos, al igual que en el primer caso, el módulo elegido va a ser el de potencia nominal igual a 260 W. Como en esta instalación interviene el generador diésel, para que no se produzca un gran exceso de energía se compensa este hecho reduciéndose el número de módulos empleados. Por tanto, iHoga determina que el generador fotovoltaico se compone de:

Paneles PV SiP12-Suntech: ST-260 (260 Wp): 2s. x 10p. (inc. 65°).

-Baterías

Como concepto básico que la suma de las tensiones de las baterías debe ser igual a la tensión del sistema, el programa establece que se deben utilizar 24 baterías. En este caso, al igual que en el primero, para que sea posible una compensación óptima entre cantidad de energía entregada al sistema y coste económico del sistema, iHoga selecciona que el modelo de baterías y configuración más rentable es:

Baterías OPZS-Hawker: TVS-7 (550 A·h): 24s. x 1p.

-Inversor de conexión a red

Cada módulo fotovoltaico irá conectado a la red CA mediante su propio inversor. Estos inversores tendrán la misma potencia que cada módulo. Las características principales relativas a estos inversores, como son la potencia, eficiencia y coste, se introducirán complementariamente en la casilla de elección del módulo fotovoltaico. Es por ello, que en los análisis de los datos ambos términos, módulo fotovoltaico e inversor de conexión a red, irán unidos. También es posible utilizar inversores de conexión a red más grandes y conectar cada uno a diferentes grupos de módulos fotovoltaicos. En este proyecto se ha establecido la norma descrita al principio de este párrafo.

-Inversor bidireccional

Entre la gama de inversores con los que cuenta la base de datos del programa, se han seleccionado aquellos que cumplieran la condición de ser un inversor bidireccional. Este inversor, dentro de su sistema interno, contará con un regulador tal que su intensidad nominal máxima sea superior a la máxima que se prevé haya en el sistema y que se estableció en el primer caso. Por tanto el software ha elegido el siguiente inversor bidireccional:

Inversor SMA: S. Island 6.0H de 4600 VA.

-Generador diésel

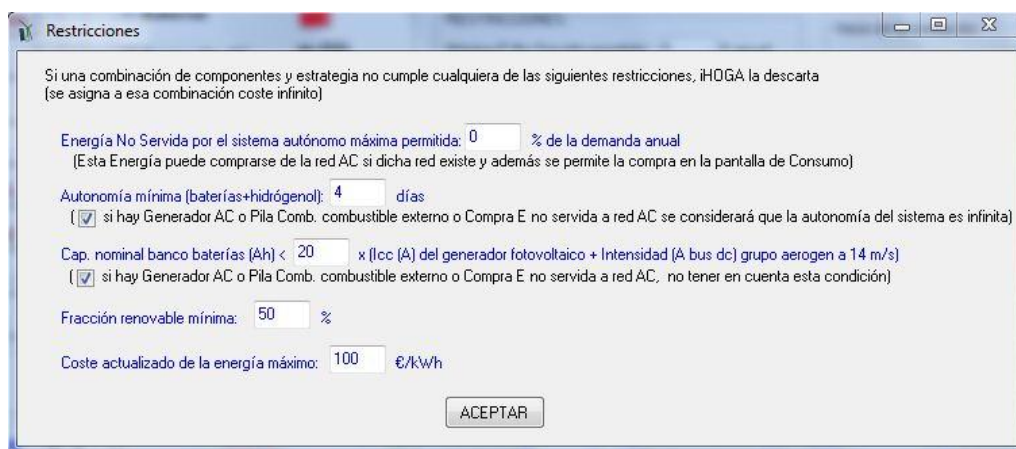
Debido a que el generador debe asegurar la potencia máxima demandada en todo momento, el programa determina que el generador que puede hacer frente a este hecho y resultar más económico es:

Gen. AC Diesel 1.9kVA pot. nom. 1,9 kVA.

5.4.2 Simulación

Al igual que en los casos anteriores, una vez especificados los componentes elegidos, se procede a realizar una simulación del sistema para explicar razonadamente el funcionamiento de la instalación y valores energéticos obtenidos.

Primeramente, se establecen las restricciones que condicionan la instalación para que la simulación se asemeje lo más posible a la realidad.



Restricciones

Si una combinación de componentes y estrategia no cumple cualquiera de las siguientes restricciones, ¡HOGA la descarta (se asigna a esa combinación coste infinito)

Energía No Servida por el sistema autónomo máxima permitida: 0 % de la demanda anual
(Esta Energía puede comprarse de la red AC si dicha red existe y además se permite la compra en la pantalla de Consumo)

Autonomía mínima (baterías+hidrógeno): 4 días
☒ si hay Generador AC o Pila Comb. combustible externo o Compra E no servida a red AC se considerará que la autonomía del sistema es infinita)

Cap. nominal banco baterías (Ah) < 20 x (Icc (A) del generador fotovoltaico + Intensidad (A bus dc) grupo aerogen a 14 m/s)
☒ si hay Generador AC o Pila Comb. combustible externo o Compra E no servida a red AC, no tener en cuenta esta condición)

Fracción renovable mínima: 50 %

Coste actualizado de la energía máximo: 100 €/kWh

ACEPTAR

Figura 5.28: Restricciones sistema híbrido

-Como se ha venido estableciendo, la primera restricción cumplirá que la instalación satisface durante todo momento la demanda energética, por tanto, el porcentaje marcado en esta restricción será 0%. No se da el caso en el que el sistema no pueda servir energía al consumo.

-En la segunda restricción no se tiene en cuenta el comentario referente a las baterías puesto que prevalece el funcionamiento del generador diésel. Por tanto, se marca la casilla en cuestión al generador AC en la cual establece una autonomía del sistema infinita.

-Al igual que en la restricción anterior, en ésta se hace caso omiso a las baterías y se selecciona la presencia del generador AC.

-En esta cuarta restricción, se establece en un 50% la fracción de energía renovable mínima que la instalación debe usar siempre y cuando sea posible.

-La última restricción es una condición meramente hipotética, donde se establece que el coste del kWh no puede ser mayor de 100€. Actualmente este valor es aproximadamente de 0,14€/kWh.

Una vez estipuladas las restricciones del sistema se establece, al igual, el tipo de optimización y estrategia seguida, las cuales, van a ser las mismas en todos los casos y se definieron en el primer caso de estudio.

Tipo de optimización: Mono-Objetivo.

Estrategia de control: Seguimiento de la demanda.

Modo de financiación: Préstamo del 80% con un 7% de interés.

Simulación horaria

A partir de la simulación realizada, se ha escogido un día en el cual intervienen todos los elementos que configuran el sistema y sobre éste se realiza una explicación razonada del uso y entrega de potencia en cada momento.

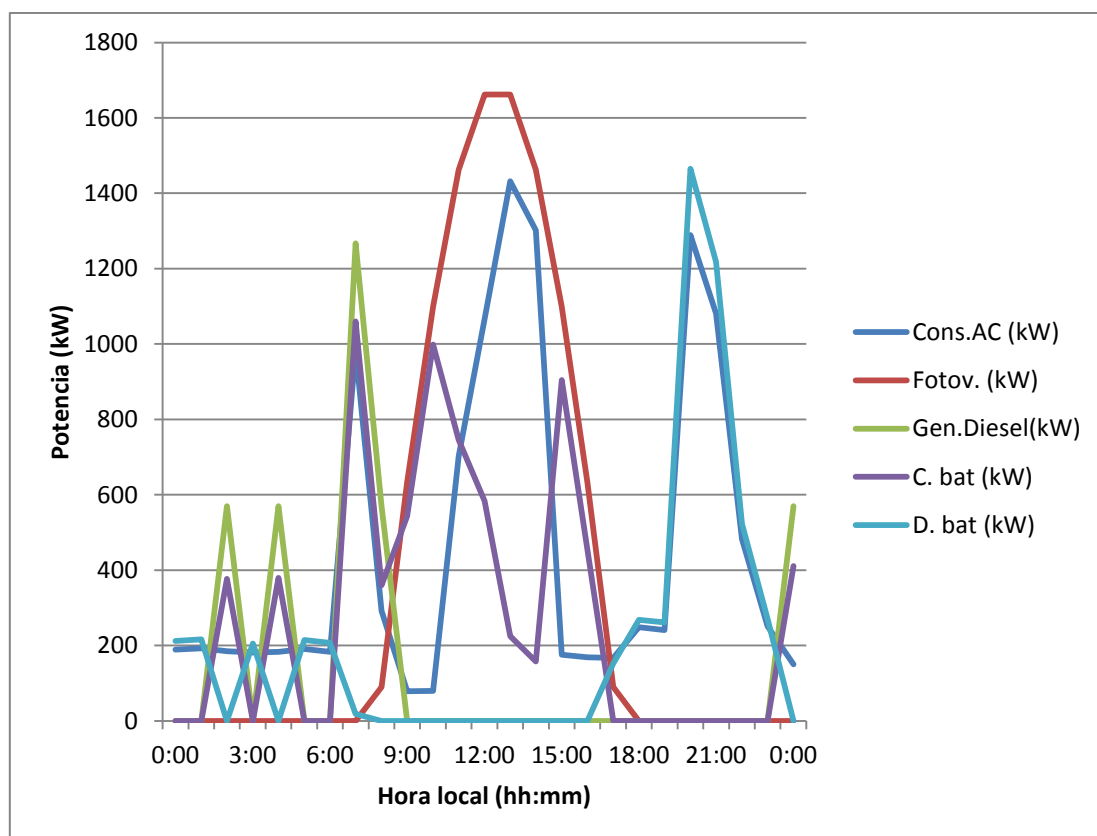


Figura 5.29: Evolución de las potencias (W) de los dispositivos frente al consumo (W) para el día 18/12/2014, sistema híbrido

A partir del siguiente gráfico de potencias se representa visualmente la demanda de potencia requerida por parte de cada dispositivo para un día completo.

Se comienza la explicación a partir de las 0:00h y donde el consumo es mínimo. Este consumo como se aprecia se satisface mediante la potencia entregada por las baterías mediante su descarga. Esta descarga se representaría mediante un valor negativo tanto de la corriente como de la tensión de las baterías.

En el momento en el que las baterías se descargan completamente, entra en acción el generador diésel, el cual, suministra una corriente constante de carga para cargar las baterías según la demanda estricta de potencia que se demanda en ese preciso momento. Las baterías vuelven a ceder energía durante ese periodo de tiempo, repitiéndose la misma acción en otros dos momentos siguientes, como se observa. Cabe destacar que cuando el generador diésel está operativo, el inversor bidireccional opera solo como cargador de baterías. Es decir, no puede estar funcionando simultáneamente el generador diésel y el inversor bidireccional actuando como inversor.

A partir de las 9:00h, la irradiación va a ser suficiente para que la generación de energía mediante los módulos fotovoltaicos pueda abastecer la energía que demanda el consumo. Este hecho corresponde con el periodo de tiempo comprendido entre las 9:00h y las 18:00h, donde una vez satisfecha la demanda, la energía sobrante se emplea para cargar las baterías para hacer frente a demandas futuras cuando la irradiación sea insuficiente.

Dicho esto, y como se conoce que en Diciembre anochece antes, a partir de las 18:00h, se observa como el descenso de irradiación hace que la energía producida por la fuente fotovoltaica no pueda afrontar la demanda. A partir de este momento, el inversor bidireccional regulará el funcionamiento de la instalación volviendo a activar las baterías para que cedan energía al consumo hasta su descarga mínima. En este proceso de descarga como bien se dijo anteriormente la tensión de las baterías disminuye.

Al finalizar el día completo, y otra vez descargadas las baterías vuelve a entrar en acción el generador diésel, volviendo a cargar las baterías a corriente constante (se incrementa la tensión de las baterías) para hacer frente al consumo. En este momento el generador diésel cambiará de fuente de corriente a fuente de tensión, con lo que se consigue una caída exponencial de la corriente y consiguiente desconexión del generador diésel.

Quedaría así razonado el suministro de potencia para cada instante demandado por el consumo durante un día cotidiano para el mes de Diciembre.

Para días en los que la irradiancia sea incluso menor y la generación fotovoltaica apenas pueda cargar las baterías, el generador diésel entrará en escena siempre que sea requerido.

Simulación mensual

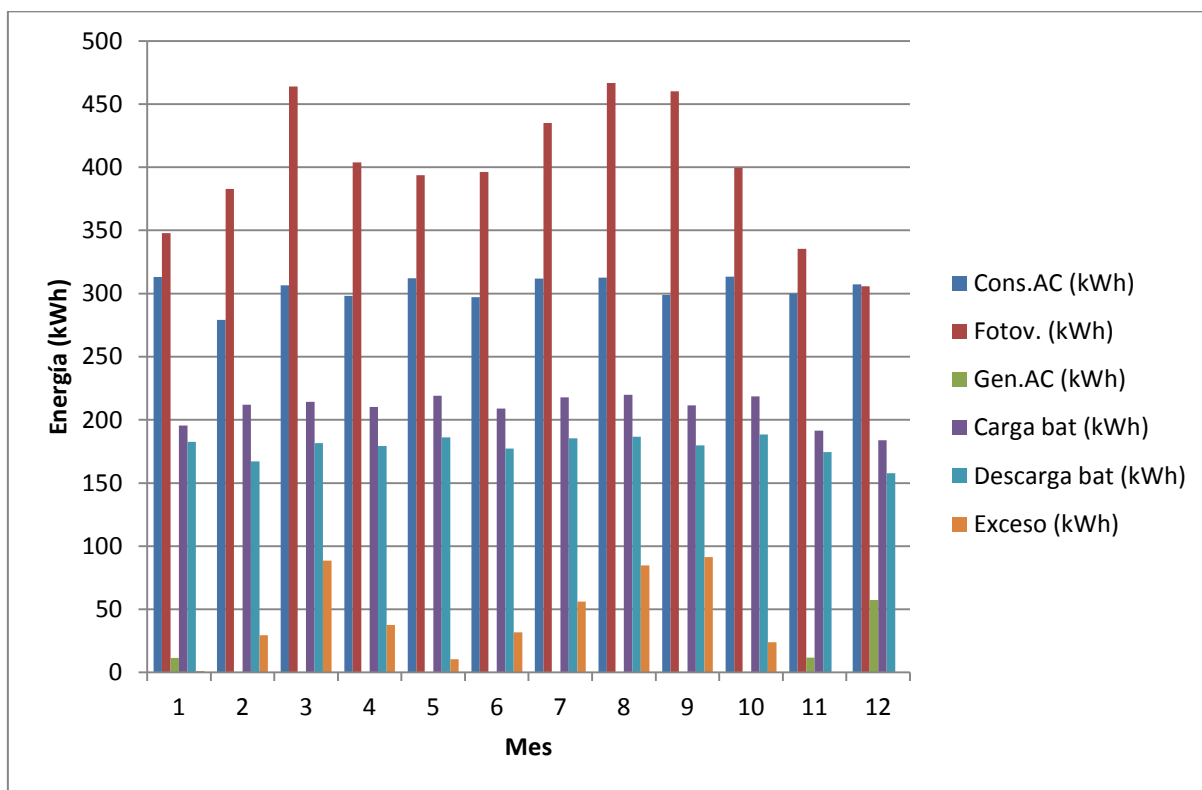


Figura 5.30: Energía media mensual de los distintos elementos del sistema híbrido (kWh)

En el gráfico anterior se representan los valores de energía mensuales tanto para el consumo como para la energía suministrada por el generador fotovoltaico, las baterías y el generador diésel.

Como rasgo principal se observa como en aquellos meses donde la irradiación es inferior, correspondiente con los meses de invierno, el generador fotovoltaico no es capaz de suministrar por completo toda la energía demanda, es aquí, donde se ve reflejado el uso del generador diésel para cubrir el consumo. También cabe destacar, que debido al buen dimensionado de la instalación, en estos meses donde se utiliza el generador diésel, no se produce ningún exceso de energía.

Simulación anual

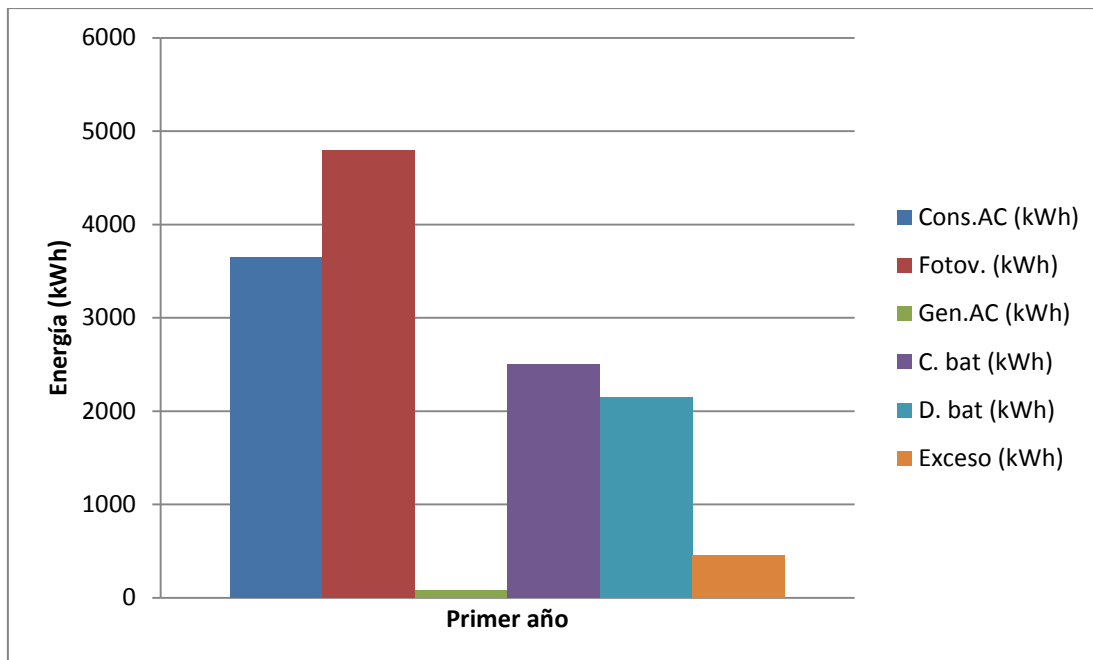


Figura 5.31: Energía total anual (kWh), sistema híbrido

En este apartado se recogen todos los datos de energías totales características de cada elemento durante el estudio de un año.

A continuación se comenta cada una de ellas:

-La energía demandada por el consumo es igual a 3650 kWh/año, de la cual, un 97,8% es cubierta por el sistema renovable.

-El sistema produce un exceso de energía de 454 kWh/año a los cuales no se le podrá sacar ningún beneficio ya que según el RD413/2014 (BOE, 2014) por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, no está permitido la venta de energía a la red para este tipo de instalaciones. Se observa cómo este exceso de energía es menor que en los otros dos casos de estudio previos, ya que en éste, no se produce ningún sobredimensionado para garantizar el consumo puesto que contamos con el generador diésel como fuente de apoyo.

-El generador fotovoltaico, debido a la irradiación recibida, producirán 4790 kWh/año.

-En cuanto a las baterías, la energía cargada a partir de los elementos del sistema es de 2307 kWh/año y éstas cederán (descarga) al sistema una energía igual a 2327 kWh/año.

Se determina que las baterías en el sistema tendrán una vida media de 15,88 años.

-El generador diésel funcionará 136h/año (horas en las que el sistema demanda su funcionamiento) produciendo una energía igual a 80 kWh/año mediante el consumo de 40,9 litros de combustible al año el cual va a suponer una cantidad de emisiones de CO₂ igual a 143 kg CO₂/año.

Simulación de las baterías

Tal y como se explicó en la instalación formada por el generador fotovoltaico y baterías, en este caso híbrido se realizará el mismo análisis referente a las baterías.

Por tanto, en la siguiente tabla se representan el número de ciclos correspondientes a cada intervalo de profundidad de descarga durante la simulación para todo el año.

Tabla 5.9: Ciclos de carga-descarga realizados por las baterías durante 1 año, sistema híbrido

Intervalo	Nº ciclos
0-15%DOD	2
15-25%DOD	294
25-35%DOD	68
35-45%DOD	1
45-55%DOD	0
55-65%DOD	0
65-75%DOD	0
75-85%DOD	2
85-100%DOD	0

En este caso al intervenir el generador diésel se dimensionó la instalación fotovoltaica para un número menor de módulos, y por tanto, el uso de las baterías es mayor. Se aprecia este hecho viendo como hay un mayor número de ciclos de carga-descarga y además de mayor profundidad para la simulación de esta instalación.

Al igual que se hizo en el primer caso, en la siguiente gráfica queda representado el estado de carga de las baterías durante tres días.

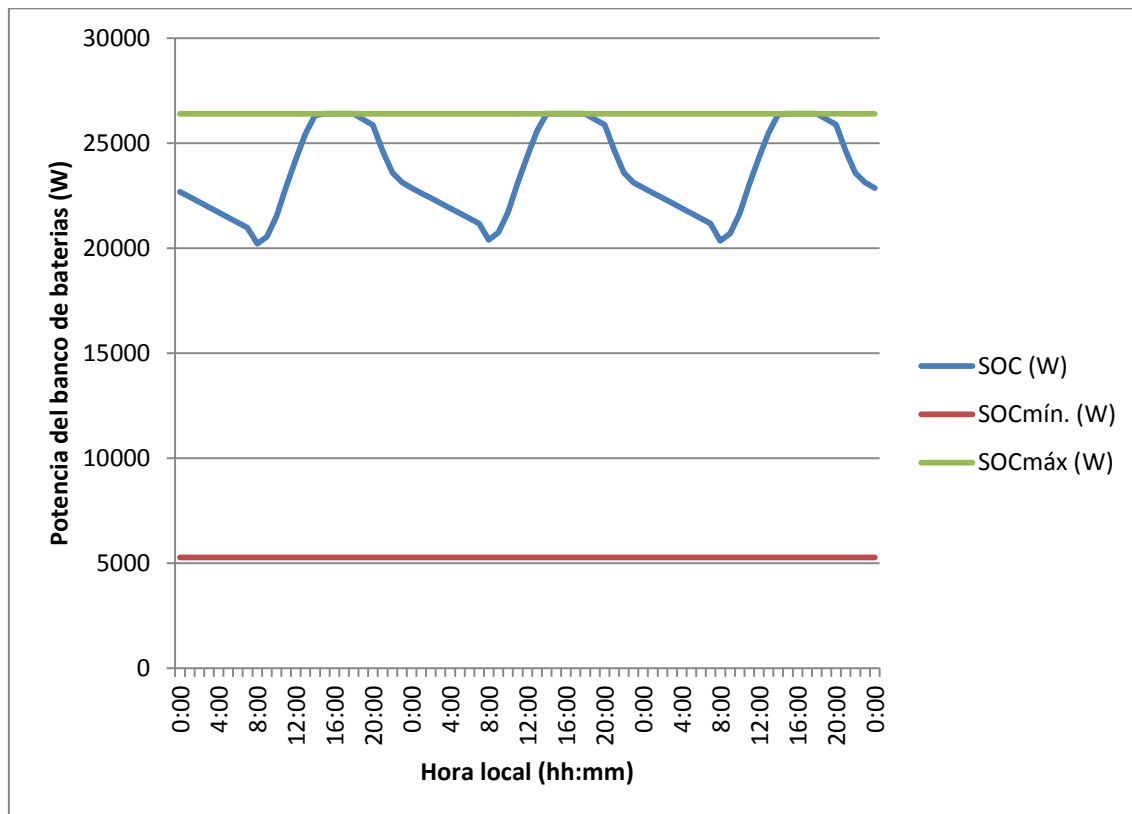


Figura 5.32: Evolución del SOC (W) de las baterías desde el 15/8 al 17/8, sistema híbrido

En esta instalación y comparando los datos de referentes a los estados de carga para los mismos días que se representaron para el primer caso, se muestra cómo las baterías llegan a tener un estado de carga menor, el cual, como se ve en la figura anterior, se puede establecer alrededor de un 76,52% y cuya profundidad de descarga para estos tres días estará en torno al 23,97%. Como se ha dicho anteriormente esta diferencia viene debido a que en este caso, al tener menor número de módulos fotovoltaicos se entrega más energía proveniente de las baterías y con una profundidad de descarga mayor.

5.4.3 Estudio económico

Por último, y una vez analizados los datos relevantes a la producción energética, se realiza el estudio económico que determinará la opción más viable para la instalación.

A partir del informe generado por el software se va a desglosar y explicar cada uno de los puntos más importantes del análisis económico, al igual que se ha venido haciendo para cada caso.

Para una instalación compuesta por un generador fotovoltaico, baterías y un generador diésel se obtienen los siguientes resultados:

-Como en todo proyecto, se debe saber que coste inicial supondrá la inversión, pues bien, el coste inicial de la inversión a partir de la compra de todos los componentes más los gastos que supondrá la confección de la instalación es igual a 17.995 €. En la siguiente tabla se aprecian los costes de adquisición que supondrá cada elemento.

Tabla 5.10: Coste inicial de la inversión, en euros (€), sistema híbrido

Año	Costes Gen.Fotov./Inv. conexión a red	Costes Gen. Diésel	Costes Inversor Bidireccional	Costes Baterías	Costes de instalación	Coste inicial de la inversión
0	8400	800	3300	4848	647	17995

-A partir de los datos económicos que se han introducido al inicio de la simulación, el software propone que el mejor método de financiación es pedir a una entidad financiera un préstamo del 80% con una cuota anual de 2.049,7 €, el cuál se cumplirá durante 10 años.

-El análisis del cálculo del menor coste total a lo largo de la vida útil del sistema determinará la viabilidad económica de la instalación.

Los términos de VAN de nuestra instalación híbrida se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 5.11: Coste total del sistema (VAN), en euros (€), sistema híbrido

	Costes Gen.Fotov./Inv. conexión a red	O&M Gen.Fotov.	Costes Gen. Diésel	O&M Gen. Diésel	Costes Inversor Bidireccional	Costes Baterías	O&M Baterías	Costes Comb. Gen. Diésel	Costes Financiación	TOTAL (Costes- Ingresos)
Año	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN	VAN
0	8400	0	800	0	3300	4848	0	0	3599	3599
1	0	104,9	0	18,7	0	0	96,6	53,6	1970,8	2244,7
2	0	102,9	0	18,3	0	0	94,7	54,2	1895	2165,2
3	0	100,9	0	18	0	0	92,9	54,7	1822,1	2088,6
4	0	99	0	17,6	0	0	91,1	55,2	1752,1	2015
5	0	97,1	0	17,3	0	0	89,4	55,7	1684,7	1944,2
6	0	95,2	0	16,9	0	0	87,6	56,3	1619,9	1876
7	0	93,4	0	16,6	0	0	86	56,8	1557,6	1810,4
8	0	91,6	0	16,3	0	0	84,3	57,4	1497,7	1747,2
9	0	89,8	0	16	0	0	82,7	57,9	1440,1	1686,5
10	0	88,1	0	15,7	2717,6	0	81,1	58,5	1384,7	4345,6
11	0	86,4	0	15,4	0	0	79,5	59	0	240,4
12	0	84,8	0	15,1	0	0	78	59,6	0	237,4
13	0	83,1	0	14,8	0	0	76,5	60,2	0	234,6
14	0	81,5	0	14,5	0	0	75	60,7	0	231,8
15	0	80	0	14,2	0	1988,2	73,6	61,3	0	2217,3
16	0	78,4	0	14	0	0	72,2	61,9	0	226,5
17	0	76,9	0	13,7	0	0	70,8	62,5	0	223,9
18	0	75,4	0	13,4	0	0	69,4	63,1	0	221,4
19	0	74	0	13,2	0	0	68,1	63,7	0	219
20	0	72,6	0	12,9	2238	0	66,8	64,3	0	2454,6
21	0	71,2	0	12,7	0	0	65,5	65	0	214,3
22	0	69,8	0	12,4	0	0	64,2	65,6	0	212
23	0	68,5	0	12,2	0	0	63	66,2	0	209,9
24	0	67,1	0	11,9	0	0	61,8	66,9	0	207,7
25	0	65,8	0	11,7	-1015,4	-467,2	60,6	67,5	0	-1277
VAN TOTAL	8400	2098,7	800	373,4	7240,1	6368,9	1931,6	1507,9	20223,6	31596,1

El cálculo del coste total del sistema para un estudio de 25 años, se realiza mediante la suma de todos los VAN referidos a cada componente y los VAN de cada acción de mantenimiento o instalación menos el precio por el que se adquiere cada componente. Por tanto, el coste total del sistema será igual a 31.596,1€.

Para ver qué cantidad de porcentaje económico supone cada elemento se realiza en siguiente gráfico.

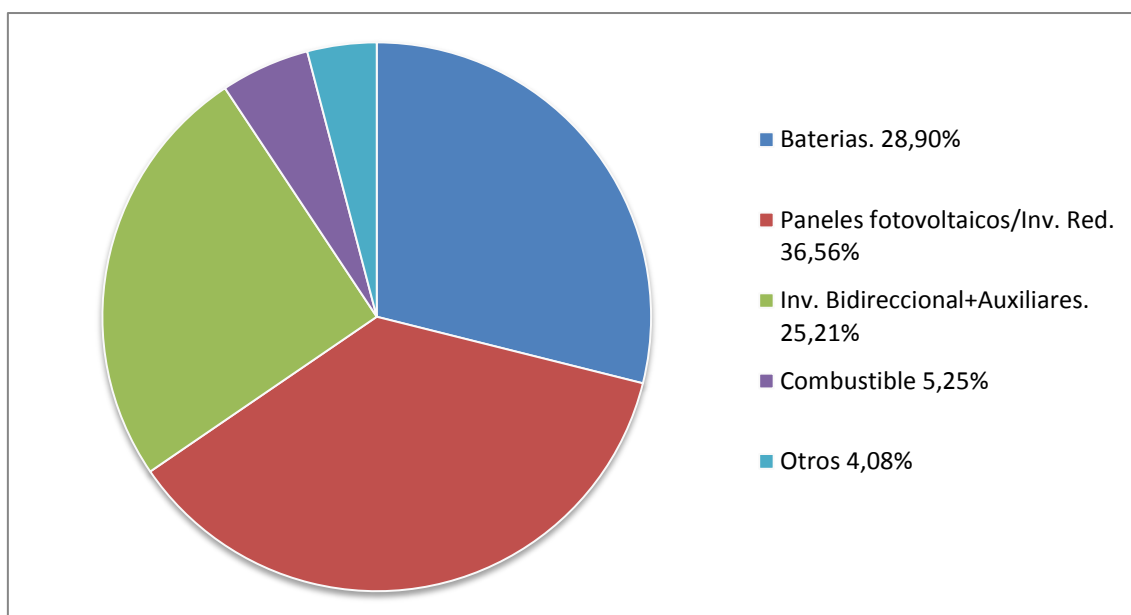


Figura 5.33: Porcentaje VAN de cada componente, sistema híbrido

A partir del diagrama anterior y haciendo referencia a los flujos de caja presentados en la tabla anterior mediante su VAN podemos sacar las siguientes conclusiones.

El mayor coste del sistema lo supondrán los módulos fotovoltaicos junto con sus inversores de conexión a red, correspondiente a un 36,56%, se determina debido a su coste de adquisición en el momento inicial de inversión y a su coste de operación y mantenimiento anual que se corresponde con la limpieza de los módulos para garantizar su eficiencia. Los costes auxiliares estarán compuestos por los costes referentes a las tareas de acondicionamiento, estructura, cableado, cuadros eléctricos, etc. que necesite la instalación.

Un escalón por debajo está las baterías, 28,9%. Podemos determinar que este valor viene dado conjuntamente por la compra de las baterías y los costes que suponen el mantenimiento de éstas. Cabe destacar que las baterías serán remplazadas cada 18 años durante la vida útil de la instalación y, al igual que con los demás elementos, se le descontará su valor residual al final del estudio.

El siguiente coste importante lo supondrá inversor bidireccional el cual vendrá determinado por su elevado coste de adquisición. Debido a su uso continuo este elemento deberá ser sustituido por uno nuevo cada diez años, por lo tanto, durante el periodo de estudio establecido el inversor bidireccional se sustituirá dos veces y al final del año veinticinco se venderá por su valor residual.

El combustible empleado durante el periodo de estudio supondrá un 5,25% del total, este hecho está condicionado a que el valor del litro de combustible diésel tiende a aumentar cada año.



Hay que hacer referencia al generador diésel representado en el diagrama con los nombre “otros”. Un 4,08% del total de los costes de la instalación lo supondrá la adquisición del generador y sus operaciones de mantenimiento.

A diferencia, del caso en el que solo se usaba el generador cómo fuente de energía, en este caso, debido al poco uso que se le da a este componente, no va a tener que ser reemplazado en ningún momento del periodo de estudio.

Por tanto, desarrollado el estudio de costes referido al VAN durante un periodo de tiempo de 25 años para la instalación híbrida fotovoltaica se estima que el coste actualizado de la energía suministrada sería igual a 0,35 €/kWh.

5.5 Presupuesto

Presupuesto de ejecución material para la instalación híbrida fotovoltaica aislada.

CAPÍTULO I. Sistemas generadores		Cantidad	Precio Unitario(€)	Precio Total(€)
1.1	Ud. Módulo fotovoltaico cristalino policristalino para instalación aislada, potencia pico 260W, superficie de 0,15m ² , protección con vidrio templado, caja de conexión precableado con conectores especiales, colocado con soporte sobre suelo y tejado plano.	20	243,61	4872,3
1.2	Ud. Gen. AC Diesel 1,9 kVA pot. nom. 1,9 kVA. Voltaje CA 230V, Frecuencia 50 Hz, monofásico, combustible diésel, método de arranque retroceso.	1	556,83	556,83
			Total Capítulo I	5429,13
CAPÍTULO II. Sistemas de modulación/regulación		Cantidad	Precio Unitario(€)	Precio Total
2.1	Ud. Inversor de conexión a red Grid Tie Inverter: SY-WMVC. Grid tie inversor micro, dc a ac inversor de energía fotovoltaica, potencia de salida:201-300W, tensión de salida: 230V, frecuencia de salida: 50/60Hz.	20	48,73	974,4
2.2	Ud. Inversor bidireccional SMA: S. Island 6.0H de 4600 VA, rango de tensión de CA: 202V-253V, frecuencia nominal 50Hz, potencia asignada 4600W, intensidad asignada / corriente de salida máxima (pico) 20A/120A.	1	2296,94	2296,94
			Total Capítulo II	3271,34
CAPÍTULO III. Sistemas de acumulación		Cantidad	Precio Unitario(€)	Precio Total(€)
3.1	Ud. Baterías OPZS-Hawker:TVS-7 (550 A·h). C10 550 A·h, tubular, plomo abierto con mantenimiento, monobloc transparente.	24	140,6	3374,42
			Total Capítulo III	3374,42
CAPÍTULO IV. Instalación		Cantidad	Precio Unitario(€)	Precio Total(€)
4.1	Ud. Suministro e instalación de corriente continua a base de conductores de acero de 20 mm ² de sección bajo tubo corrugado forroplast de 25 mm ² incluso p.p. de cajas de distribución y elementos de conexión totalmente terminado.	1	194,85	194,85
4.2	Ud. Suministro e instalación de corriente alterna a base de conductores de 2x10mm ² de Cu y 3x6mm ² bajo tubo corrugado de 40mm forroplast para instalación empotrada incluso p.p. de cajas de distribución y elementos de conexión totalmente terminado.	1	227,68	227,68
			Total Capítulo IV	422,53



A continuación, se presenta el resumen del presupuesto desglosado en capítulos, correspondiente al volumen de obra total del proyecto:

RESUMEN DE PRESUPUESTO

CAPÍTULOS	IMPORTE(€)
I. Sistemas generadores	5.429,13
II. Sistemas de modulación/regulación	3.271,34
III. Sistemas de acumulación	3.374,42
IV. Instalación	422,53
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL	12.497,47
13,00% Gastos generales	1.624,67
6,00% Beneficio industrial	749,84
TOTAL PRESUPUESTO CONTRATA	14.871,98
21,00% I.V.A	3.123,02
TOTAL PRESUPUESTO GENERAL	17.995,00

Asciende el presupuesto general a la expresada cantidad de DIECISIETE MIL NOVECIENTOS NOVENTA Y CINCO EUROS.

Madrid, a 15 de septiembre de 2014

El promotor

La dirección facultativa

5.6 Conclusiones

El objetivo de este proyecto es realizar un estudio económico y energético de una instalación híbrida fotovoltaica. Para ello, se estudian tres casos diferentes en los que se confecciona de distinta manera una instalación de autoconsumo para satisfacer la demanda energética de una vivienda media.

Por tanto, una vez finalizado la simulación y análisis de los distintos casos se comentan las conclusiones obtenidas.

En la siguiente tabla se representan los aspectos energéticos y económicos más característicos que pueden resumir cada sistema.

Tabla 5.12: Tabla resumen de resultados

Instalación	Energía cubierta por renovables (%)	Energía producida en exceso (kW/año)	Emisiones totales de CO ₂ (kg CO ₂ /año)	Coste inicial de la inversión (€)	Coste total del sistema (VAN), (€)	€/kWh
Fotovoltaica + baterías	100	1250	396	23080	38504	0,42
Generador diésel	0	2178	10330	1116	143800	1,58
Fotovoltaica + baterías + gen. diésel (Hibridación)	97,8	454	406	17995	31596	0,35

Pues bien, tal y como se aprecia en la tabla, se pueden sacar distintas conclusiones que indican que la instalación híbrida fotovoltaica puede suponer la opción más viable de suministro de energía.

Fijándose en los datos referentes al porcentaje de energía que es cubierta por energía renovable, el que mayor porcentaje demanda es la instalación compuesta por el generador fotovoltaico y acumuladores de energías ya que toda la energía generada proviene a partir de los módulos fotovoltaicos. Aunque cabe destacar, el alto porcentaje de renovable utilizado por la instalación híbrida ya que debido a un coherente dimensionado del sistema utilizará el generador diésel estrictamente cuando sea necesario. En cuanto a la instalación compuesta por el generador diésel como bien se aprecia este valor es cero debido a no utilizar ningún componente renovable como generador de energía.

Todas las instalaciones producirán energía en exceso, ya sea debido a la alta cantidad de irradiación recibida por la instalación o a los límites mínimos de las potencias de trabajo de los componentes. Se puede decir que la instalación formada por módulos y baterías, produce un exceso de energía a partir de la irradiación recibida en las horas centrales del día que las baterías no son capaces de almacenar. Para que el consumo pueda garantizarse siempre que se demande energía, el sistema está ligeramente dimensionado, por ello, este exceso de energía.

En cuanto al generador diésel, tal y como se explicó en sus análisis, este elemento tiene una potencia mínima de trabajo fijada por el fabricante para su buen funcionamiento la cual se verá reflejada en un exceso de energía en aquellos instantes donde el consumo demande una potencia por debajo de la potencia mínima de funcionamiento del generador.

Por tanto, la instalación que producirá menos exceso de energía será la instalación híbrida. Esto es debido a que siguiendo una estrategia energética de seguimiento de demanda, se producirá energía en la cantidad que lo demande el consumo, aunque es inevitable que en los meses centrales del año, donde más irradiación capten los módulos, se produzca un exceso de energía. Sin embargo, como puede observarse en las simulaciones, durante el invierno debido a la baja irradiación y a un buen dimensionado de la capacidad de las baterías esta energía es mínima incluso llega a ser nula durante todo el mes de diciembre.

Se hace gran hincapié en este factor de exceso de energía debido a que como según el RD413/2014 (BOE, 2014) no se permite la venta de este exceso de energía, por lo tanto, no supondrá ningún valor desembolsable y se perderá por completo.

Como se está realizando el estudio de casos renovables cabe especial mención hablar sobre la cantidad de emisiones de CO₂ que emite cada sistema (contando con las emisiones producidas en la fabricación de cada componente). Cómo cabe esperar la instalación compuesta solamente por el generador diésel es la que mayor cantidad de emisiones contaminantes supone debido a la quema de combustible para la generación de energía. En cuanto a las otras dos instalaciones estas emisiones de CO₂ se verán presentes a la hora de fabricarse cada elemento que las compone. En la instalación híbrida estas emisiones son mayores debido a que la instalación también genera energía a partir de la quema de combustibles en algún momento determinado.

En cuanto a la viabilidad económica, en la que claramente también se centra este estudio, podemos determinar que para un estudio referido a 25 años, los costes totales del sistema referidos al término VAN, el cuál se explicó anteriormente, y que viene determinado por los movimientos económicos correspondientes al coste de adquisición, reemplazamiento e ingresos por devolución al final de la vida del sistema, son menores en la instalación híbrida debido a que con ayuda del programa se llegó a la

solución más óptima posible debido a un buen dimensionamiento y correcta elección de cada componente.

Para la instalación fotovoltaica con baterías, el hecho de utilizar mayor número de paneles para garantizar la satisfacción de la demanda, los costes de mantenimiento y reemplazo de las baterías, además de los conceptos explicados en el estudio económico, supondrá un incremento de los costes totales.

En cuanto a la instalación formada por el generador diésel, cómo se analizó anteriormente, el hecho de mantener el generador conectado continuamente encarece cuantitativamente los costes del sistema debido al uso de combustible y al reiterado reemplazo del generador por agotamiento de su vida útil.

En la última pestaña se representa, como apartado complementario a los costes totales, el precio que se estaría pagando por cada kWh para cada configuración. Véase que este valor es menor en la instalación híbrida.

Por tanto y como conclusión al estudio de estas tres instalaciones en términos generales, la instalación más viable que puede satisfacer el consumo de la vivienda objeto de estudio debido a su bajo coste de instalación y mantenimiento, y su buen rendimiento energético es la instalación formada por módulos fotovoltaicos, baterías y un generador diésel, denominada como instalación híbrida fotovoltaica.

Referencias

- Asociación de la industria fotovoltaica (ASIF). *Sistemas de Energía Fotovoltaica, Manual del Instalador*; España: Progensa, 2010. ISBN: 978-84-95693-66-2.
- Arnalich, S. *Generadores en proyectos de cooperación. Cómo elegir, dimensionar, instalar y utilizar económicamente generadores diésel*. Almería (España): Arnalich. Water and hábitat, 2013. ISBN: 978-84-616-6980-6
- BOE (2007) Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial. BOE 126 (26 de mayo de 2007): 22846-22886.
- BOE (2008) Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. BOE 234 (27 de septiembre de 2008): 39117-39125.
- BOE (2011) Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia. BOE 295 (8 de diciembre de 2011):130033-130064.
- BOE (2014) Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos. BOE 140 (10 de junio de 2014): 43876-43978.
- Carmona Rubio, G.; Díaz Corcobado, T. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. GM. España: McGraw-Hill Interamericana de España S.L., 2010. ISBN: 8448171691
- D.G. de Industria, Energía y Minas, ASIF y Cámara Oficial de Comercio e Industria de Madrid. *Energía Solar Fotovoltaica en la Comunidad de Madrid*. Madrid: Comunidad de Madrid, 2004.
- Díaz, T. *Hacia nuevos modelos de desarrollo para la energía solar fotovoltaica*. Madrid: Unión Española Fotovoltaica, 2013.
- Dufo López, R. *iHoga Versión 2.2. Manual del Usuario*. Zaragoza: Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Zaragoza, 2014.

- Eiffert, P.; Kiss G. J. *Building-Integrated Photovoltaic Designs for Commercial and Institutional Structures*. Oak Ridge: U.S. Department of Energy, 2000. TN 37831-0062.
- European Photovoltaic Industry Association (EPIA). *Solar Generation IV-2007 Electricidad Solar para más de mil millones de personas y dos millones de puestos de trabajo en 2020*. Bruselas (Bélgica): Renewable Energy House, 2007.
- García López, M. *Manual de mantenimiento de instalaciones fotovoltaicas conectadas*. Madrid: Progensa, 2010. ISBN 9788495693655.
- International Energy Agency (IEA). *Renewable Energy Technologies. Solar Energy Perspectives*. France: OECD/IEA, 2011. ISBN: 978-92-64-12457-8.
- Junta de Castilla y León – Consejería de Economía y Empleo Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN). *Energía Solar Fotovoltaica: Manual del Proyectista*. León: Consejería de Economía y Empleo Ente Regional de la Energía de Castilla y León (EREN), 2004. ISBN: 84-9718257-x.
- Masson, G.; Ordlandl, S.; Rekinge; M. et al. *Global Market Outlook for Photovoltaics 2014-2018*. Brussels (Belgium): European Photovoltaic Industry Association, 2014. ISBN: 9789082228403.
- Pacco Ramírez Karina, L. *Proyecto de Tesis; Evaluación Energética Comparativa de un Sistema Híbrido Eólico-Fotovoltaico (SHEFV) de baja potencia para la electrificación de una vivienda urbana*; Tacna-Perú; 2008, pg. 1-32.
- Pareja Aparicio, M. *Energía solar fotovoltaica. Cálculo de una instalación aislada*. Barcelona: Marcombo, 2010. ISBN: 978-84-267-1596-8.
- Rawat, R.; Chandel, S. S. *Review of Maximum-Power-Point Tracking Techniques for Solar-Photovoltaic Systems*. Energy Technology, 2013. 1 (8): pp. 438–448.
- Red Eléctrica de España. *El sistema eléctrico español. Avance del informe 2013*. Madrid: Red Eléctrica de España, S.A.U., 2013.
- Roca, F.; Rojas Arzú, J. *Evaluación de Proyectos para Emprendedores*. Guatemala: Kindle Edition, 2011. ISBN: 978-1480270701
- Salas V. *Hibridación Fotovoltaica aislada: configuraciones-topologías*. Documento Técnico. Universidad Carlos III de Madrid, 2014



Salas V.; Labarquilla M. *Integración del autoconsumo fotovoltaico en sistemas híbridos con Diésel*, Solar News, Febrero, 2014.

Salas V.; Olías E. *Análisis de un sistema de autoconsumo híbrido autónomo fotovoltaico (Fotovoltaica + Diesel + Baterías) de 60 kW*, Solar News, Julio, 2013.

Santamaría, G., Castejón, A. *Instalaciones solares fotovoltaicas*. Madrid: Editex, 2010. ISBN: 9788497716550.

Songquan Deng; Hong Mao; Mazumbar, J.; Batarseh, I.; Islam, K.K; *A new control scheme for high-frequency link inverter design*, Applied Power Electronics Conference and Exposition, APEC, 2003, Vol. 1, pp. 512-517.

Steca Elektronik. *PV Off Grid*. Memmingen (Germany): Steca Elektronik GmbH, (2014).

Swanson, R. M. (2009). *Photovoltaics Power Up*. Science 324 (5929): pp. 891-892.



ANEXOS

- Informes simulados por el software iHoga.
- Especificaciones técnicas de los componentes utilizados (disponibles en iHoga).

Proyecto: hibridación fotovoltaica.hoga. Config. nº 0

Tensión DC: 48 V. Tensión AC: 230 V

COMPONENTES

Paneles PV SIP12-Suntech:ST-260 (260 Wp): 2 serie x 10 par. P total = 5,2 kWp, 65° inc.

Baterías OPZS-Hawker:TVS-7 (Cn=550 A-h): 24 s. x 1 p. E total = 26,4 kWh (1,8 d.aut)

Sin Aerogeneradores

Sin Turbina Hid.

Gen. AC Diesel 1.9kVA de pot. nominal 1,9 kVA

Sin Pila Comb.

Sin Electrolizador

Inversor SMA: S. Island 6.0HR, pot. nominal 4600 VA

Regulador carga bat. Incluido en Inversor //

Rectificador-cargador baterías Incluido en Inversor

ESTRATEGIA DE CONTROL:

SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA. SOC mín. baterías = 20 %

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES SUPERIOR AL CONSUMO: CARGA

Se cargan las Baterías con la potencia sobrante

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES INFERIOR AL CONSUMO: DESCARGA

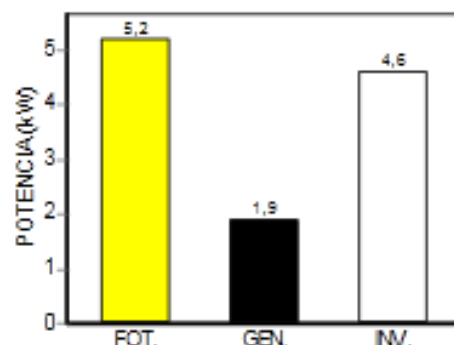
La potencia que falta para cubrir el consumo la dan las baterías (si no pueden suministrarla toda, el resto la dará el Generador AC).

$P_{\text{gen}} = \text{INF W}$

No existe Pila de Combustible

Potencia mínima de funcionamiento del Generador AC : 570 W

Siempre que la potencia que debe dar el Generador AC sea inferior a la $P_{\text{Potencia_gen}} = 0 \text{ W}$, funcionará a la máxima potencia, siempre y cuando no se pierda energía, y cargando las baterías hasta que el SOC alcance el 20 %



Coste Inicial de la Inversión: 17995 €. Préstamo del 80 %, cuota anual: 2049,7 €. Coste combust. gen. AC 1º año: 53,13 €

COSTES PERIODO ESTUDIO (25 años) (VAN): (frente a caso de solo RED AC, 3650kWh/año, C.total (VAN) de 17063 €)

Coste Total del sistema (VAN): 31596 €. Coste actualizado de la energía suministrada: 0,35 €/kWh

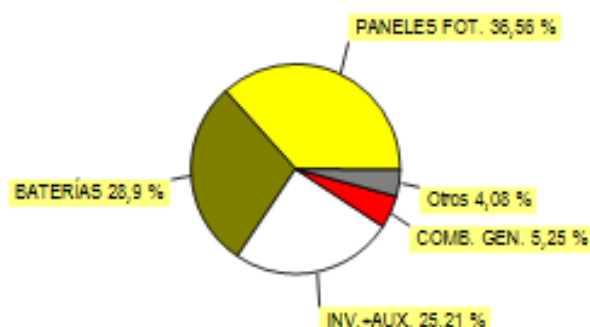
Coste Grupo Fotovoltaico (VAN): 10499 €

Coste Banco Baterías (VAN): 8300 €

Coste Generador AC(VAN): 1173 €

Coste Inversor (VAN): 7240 €

Coste Combustible Generador AC (VAN): 1507 €



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada: 3650 kWh/año. Cubierta por ren.97,8%

Energía No Servida: 0 kWh/año (0 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 454 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 4790 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 80 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 136 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 2307 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 2327 kWh/año

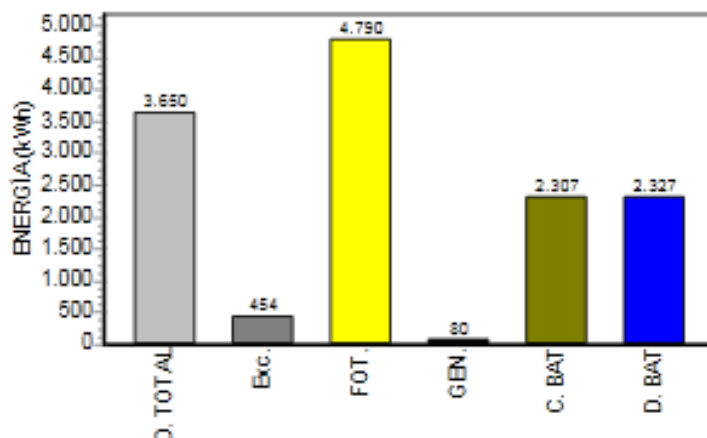
Vida de las baterías: 15,88 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 0 kWh/año

Emissiones totales de CO2 : 406 kg CO2/año; Emisiones solo del generador AC(debidas al consumo de 40,9 litro/año): 143 kg CO2/año

H2 vendido anual : 0 kg H2/año /// IDH: 0,6129. Empleos creados durante vida sistema: 0,1045



Proyecto: fotov. baterias.hoga. Config. nº 0

Tensión DC: 48 V. Tensión AC: 230 V

COMPONENTES

Paneles PV SIP12-Suntech:ST-260 (260 Wp): 2 serie x 12 par. P total = 6,24 kWp, 65° inc.

Baterías OPZS-Hawker:TYS-12 (Cn=1340 A-h): 24 s. x 1 p. E total = 64,3 kWh (4,4 d.aut)

Sin Aerogeneradores

Sin Turbina Hid.

Sin Generador AC

Sin Pila Comb.

Sin Electrolizador

Inversor VICTRON:48/3000/35, pot. nominal 3000 VA

Regulador PV baterías STECA: P TAROM 4140 de 149 A

Rectificador-cargador baterías Incluido en inversor

ESTRATEGIA DE CONTROL:

SEGUIMIENTO DE LA DEMANDA. SOC mín. baterías = 20 %

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES SUPERIOR AL CONSUMO: CARGA

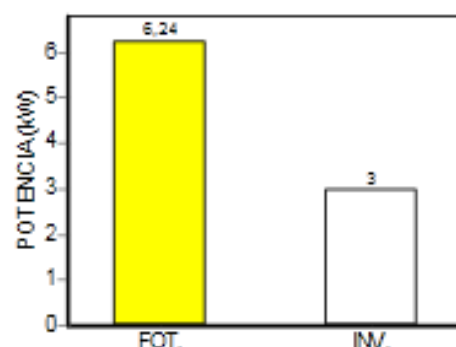
Se cargan las Baterías con la potencia sobrante

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES INFERIOR AL CONSUMO: DESCARGA

Toda la potencia que falta deben suministrarla las baterías. Si no pueden, como no tienen apoyo, la energía que falta será Energía No Suministrada.

No existe Generador AC

No existe Pila de Combustible



Coste inicial de la Inversión: 23080 €. Préstamo del 80 %, cuota anual: 2628,8 €. Coste combust. gen. AC 1º año: 0 €

COSTES PERIODO ESTUDIO (25 años) (VAN): (frente a caso de solo RED AC, 3650kWh/año, C.total (VAN) de 17063 €)

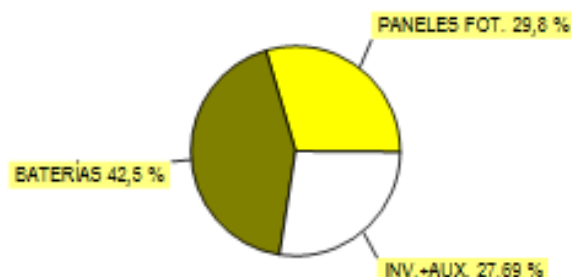
Coste Total del sistema (VAN): 38504 €. Coste actualizado de la energía suministrada: 0,42 €/kWh

Coste Grupo Fotovoltaico (VAN): 10401 €

Coste Banco Baterías (VAN): 14833 €

Coste Auxiliares (VAN): 4860 €

Coste Inversor (VAN): 4804 €



BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada: 3650 kWh/año. Cubierta por ren.100%

Energía No Servida: 0 kWh/año (0 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 1250 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 5545 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 0 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 2218 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 2261 kWh/año

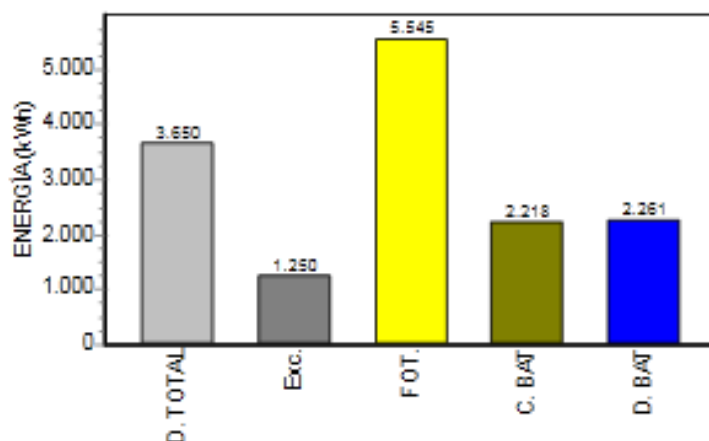
Vida de las baterías: 18 años

E. Eléctrica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Eléctrica Comprada a Red AC: 0 kWh/año

Emissiones totales de CO₂: 396 kg CO₂/año; Emissiones solo del generador AC(debidas al consumo de 0 litro/año): 0 kg CO₂/año

H₂ vendido anual: 0 kg H₂/año /// IDH: 0,6347. Empleos creados durante vida sistema: 0,1206



Proyecto: generador diesel.hoga. Config. nº 0

Tensión DC: 48 V. Tensión AC: 230 V

COMPONENTES

Sin Paneles Fotov.

Sin Baterías

Sin Aerogeneradores

Sin Turbina Hid.

Gen. AC Diesel 1.9kVA de pot. nominal 1,9 kVA

Sin Pila Comb.

Sin Electrolizador

SIN INVERSOR

Rectificador cargador bat. (convertor AC/DC) de 1900 W

ESTRATEGIA DE CONTROL:

SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES SUPERIOR AL CONSUMO: CARGA

Al no haber baterías ni electrolizador la potencia sobrante se pierde o se vende a la red

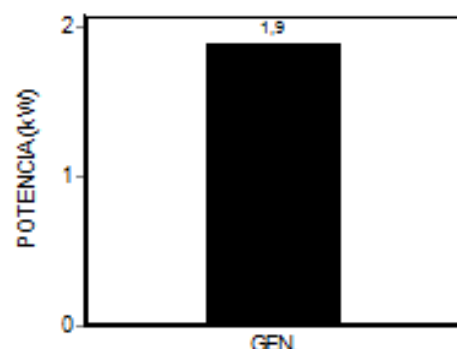
SI LA POTENCIA PRODUCIDA POR LAS FUENTES RENOVABLES ES INFERIOR AL CONSUMO: DESCARGA

Toda la potencia que falta debe suministrarla el Generador AC. Si no puede, como no tiene apoyo, la energía que falte será Energía No Suministrada.

No existen baterías

No existe Pila de Combustible

Potencia mínima de funcionamiento del Generador AC : 570 W



Coste inicial de la inversión: 1116 €. Préstamo del 80 %, cuota anual: 127,1 €. Coste combust. gen. AC 1º año: 3703,98 €

COSTES PERIODO ESTUDIO (25 años) (VAN): (frente a caso de solo RED AC, 3650 kWh/año, C.total (VAN) de 17063 €)

Coste Total del sistema (VAN): 143800 €. Coste actualizado de la energía suministrada: 1,58 €/kWh

Coste Generador AC (VAN): 38230 €

Coste Combustible Generador AC (VAN): 105116 €

BALANCE DE ENERGÍAS DEL SISTEMA A LO LARGO DE 1 AÑO:

Energía Total Demandada: 3650 kWh/año. Cubierta por ren.0%

Energía No Servida: 0 kWh/año (0 % de la demandada)

Energía producida en Exceso: 2178 kWh/año

Energía generada por los Paneles Fotov.: 0 kWh/año

Energía generada por los Aerogeneradores: 0 kWh/año

Energía generada por la Turbina Hid.: 0 kWh/año

Energía generada por el Generador AC: 6070 kWh/año

Horas de funcionamiento del Generador AC: 8760 h/año

Energía generada por la Pila de Combustible: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento de la Pila de Comb.: 0 h/año

Energía consumida por el Electrolizador: 0 kWh/año

Horas de funcionamiento del Electrolizador: 0 h/año

Energía cargada en las baterías: 0 kWh/año

Energía descargada desde las baterías: 0 kWh/año

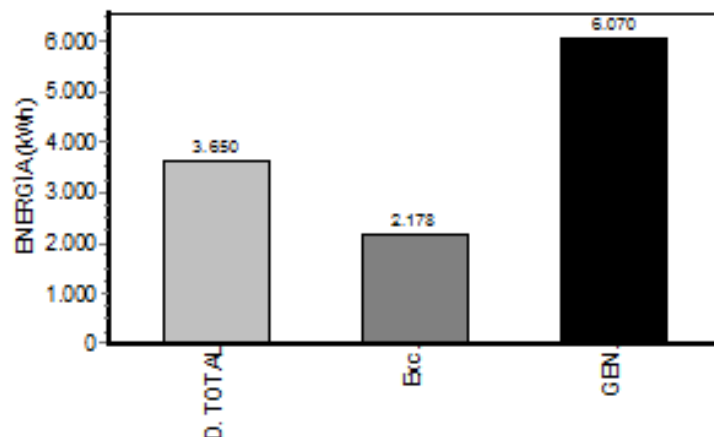
Vida de las baterías: 12 años

E. Béctrica Vendida a Red AC: 0 kWh/año

E. Béctrica Comprada a Red AC: 0 kWh/año

Emisiones totales de CO2 : 10330 kg CO2/año; Emisiones solo del generador AC(debidas al consumo de 2849,2 litro/año): 9972 kg CO2/año

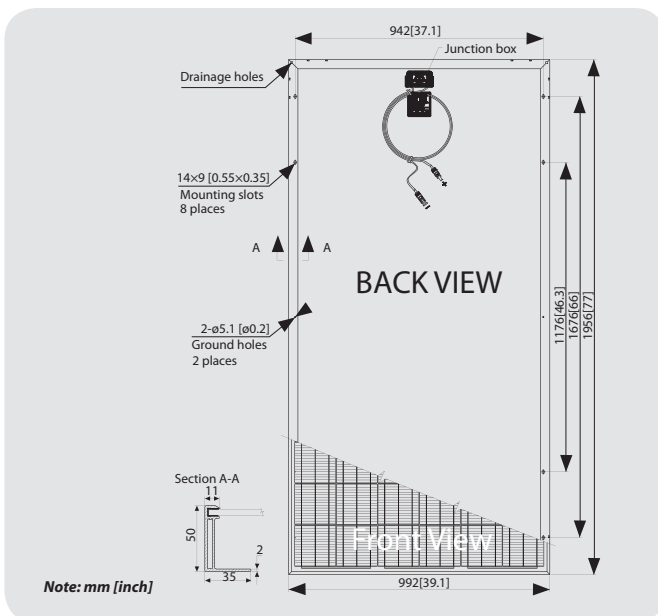
H2 vendido anual : 0 kg H2/año /// IDH: 0,8129. Empleos creados durante vida sistema: 0,0212



Electrical Characteristics

Characteristics	STP280-24/Vb	STP270-24/Vb	STP260-24/Vb
Open - Circuit Voltage (Voc)	44.8V	44.5V	44.0V
Optimum Operating Voltage (Vmp)	35.2V	35.0V	34.8V
Short - Circuit Current (Isc)	8.33A	8.20A	8.09A
Optimum Operating Current (Imp)	7.95A	7.71A	7.47A
Maximum Power at STC (Pmax)	280Wp	270Wp	260Wp
Operating Temperature	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C	-40°C to +85°C
Maximum System Voltage	1000V DC	1000V DC	1000V DC
Maximum Series Fuse Rating	20A	20A	20A
Power Tolerance	±3 %	±3 %	±3 %

STC: Irradiance 1000W/m², Module temperature 25°C, AM=1.5



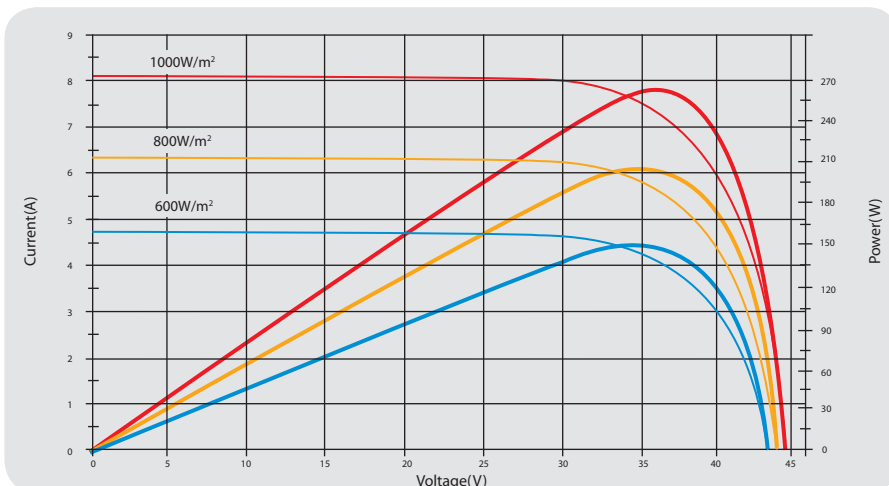
Mechanical Characteristics

Solar Cell	Poly-crystalline 156×156mm (6inch)
No. of Cells	72 (6×12)
Dimensions	1956×992×50mm (77.0×39.1×2.0inch)
Weight	27 kg (59.5lbs.)
Front Glass	4mm(0.16inch) tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy
Junction Box	IP65 rated
Output Cables	LAPP 4.0mm ² (0.006inch ²), asymmetrical lengths (-) 1200mm(47.2inch) and (+)800mm(31.5inch), MC Plug Type IV connectors

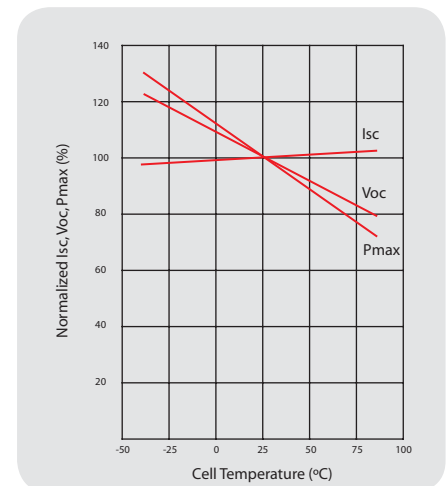
Temperature Coefficients

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45±2°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.47 %/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.34 %/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.045 %/°C

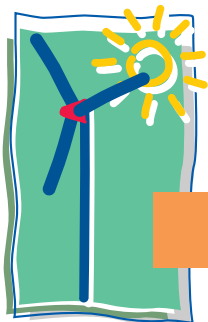
Current-Voltage & Power-Voltage Curve (260W)



Temperature Dependence of Isc, Voc, Pmax



Specifications are subjected to change without further notice



TUBULAR VENTED CELLS

High performance solar series in transparent container

Rural housing

Telecommunications

Buoys

Lighting/Instrumentation



Batteries with tubular positive plates have been specially designed to ensure in total safety an uninterrupted supply of energy during low sunshining periods and during the night. Their good resistance in cycling and the low water consumption permit a long life expectancy with reduced maintenance.

FEATURES AND BENEFITS

RELIABILITY AND ROBUSTNESS:

- positive tubular plates diecast for longer life duration
- Lead antimony alloy limiting the self-discharge rate and optimizing the number of cycles for a long life expectancy.

INSTALLATION AND MAINTENANCE:

- insulated and bolted connectors
- large electrolyte reserve for yearly watering.

SAFETY:

- insulation of connectors and terminals ensures personnel safety
- each cell is equipped with a acidproof, flame arrestor plug.

Notice: all cells are available in dry charged.

STANDARDS:

the manufacture of this range is in fully compliance with the ISO 9001 standard.



Tubular vented cells high performance solar series in transparent container

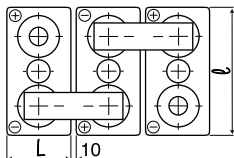
The specific lead antimony alloy used for the tubular positive plate and a **1.240 specific gravity at 25°C** at max. level provide to this range good performance and long life expectancy for energy storage in solar and wind-driven systems, and with long maintenance interval for watering.

TECHNICAL CHARACTERISTICS PER CELL

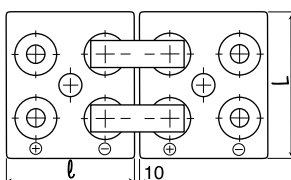
TYPE	Number of terminals	Capacity in Ah			Dimensions in mm			Weight in kg		Acid volume
		T° 25°C								
		10 h (1.80V)	120 h (1.85V)	240 h (1.85V)	Length (L)	Width (l)	Height	Dry weight	Filled weight	
TLS 3	2	180	245	256	103	206	389	11.4	16.4	4.1
TLS 4	2	220	300	313	103	206	389	13.6	18.4	3.9
TLS 5	2	270	367	383	124	206	389	16.1	22.2	4.9
TLS 6	2	323	440	460	145	206	389	18.8	26	5.8
TVS 4	2	340	460	481	124	206	505	18.5	27	6.9
TVS 5	2	390	530	554	124	206	505	21.5	29.7	6.6
TVS 6	2	470	640	669	145	206	505	24.9	34.7	7.9
TVS 7	2	550	745	778	166	206	505	28.4	39.8	9.2
TYS 5	2	590	802	838	145	206	684	29.9	43.9	11.3
TYS 6	2	670	915	956	145	206	684	34	47.7	11
TYS* 7	2	816	1 120	1 170	191	210	684	40.6	59	14.8
TYS* 8	2	900	1 220	1 275	191	210	684	44.7	62.7	14.5
TYS* 9	2	1 040	1 415	1 478	233	210	684	50.4	73.1	18.3
TYS* 10	2	1 120	1 523	1 591	233	210	684	54.5	76.8	18
TYS* 11	2	1 260	1 714	1 790	275	210	684	60.1	87.3	21.9
TYS* 12	2	1 340	1 825	1 910	275	210	684	64.2	91	21.6
TZS 11	4	1 560	2 130	2 225	275	210	829	78.8	112.9	27.5
TZS 12	4	1 710	2 335	2 440	275	210	829	84	117.6	27.1
TZS 13	6	1 940	2 640	2 758	399	214	813	97.9	147.1	39.7
TZS 14	6	2 040	2 775	2 899	399	214	813	102.5	151.7	39.6
TZS 15	6	2 150	2 925	3 056	399	214	813	108.2	156.4	38.9
TZS 16	6	2 240	3 050	3 187	399	214	813	118.3	161	38.9
TZS 17	8	2 430	3 310	3 458	487	212	813	126.2	186.3	48.5
TZS 18	8	2 555	3 480	3 636	487	212	813	131.8	191	47.8
TZS 20	8	2 800	3 810	3 981	487	212	813	141.1	200.1	47.6
TZS 22	8	3 090	4 210	4 400	576	212	813	156.2	227.8	57.7
TZS 24	8	3 360	4 580	4 785	576	212	813	167.5	237.3	56.3

All the weights and dimensions are subject to normal production tolerances.

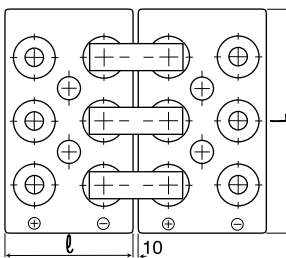
TLS 3 to TYS 6



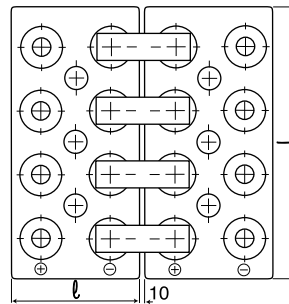
TZS 11 and TZS 12



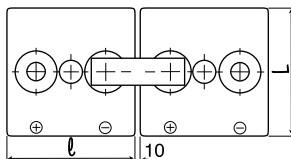
TZS 13 to TZS 16



TZS 17 to TZS 24



TYS 7 to TYS 12



Monoblocs (12 V and 6 V) in transparent container

TECHNICAL CHARACTERISTICS PER BLOC

TYPE	Capacity in Ah			Dimensions in mm			Weight in kg		Acid volume
	T° 25°C								
	10 h (1.80V)	120 h (1.85V)	240 h (1.85V)	Length	Width	Height	Dry weight	Filled weight	
GLS 12/60 12V	62	76	80	272	205	380	22.0	34.8	10.3
GLS12/100 12V	108	141	148	272	205	380	32.3	44.4	9.8
GLS12/150 12V	162	212	222	380	205	380	45.7	63.6	14.4
GLS 6/210 6V	216	283	296	272	205	380	30.3	43.3	10.5
GLS 6/270 6V	270	374	392	380	205	380	38.6	57.0	15.0
GLS 6/310 6V	324	424	444	380	205	380	43.8	62.2	14.8



OLDHAM FRANCE
Rue Alexander Fleming - Z.I. Est - B.P. 962 - 62033 ARRAS Cedex
Tél. : (33) 03 21 60 25 25 - Fax. : (33) 03 21 73 16 51
An Invensys Company



SUNNY ISLAND 6.0H / 8.0H

Technical Data	Sunny Island 6.0H	Sunny Island 8.0H
Operation on the utility grid or generator		
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 172.5 V to 264.5 V	230 V / 172.5 V to 264.5 V
Rated grid frequency / permitted frequency range	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz	50 Hz / 40 Hz to 70 Hz
Maximum AC current for increased self-consumption (grid operation)	20 A	26 A
Maximum AC power for increased self-consumption (grid operation)	4,6 kVA	6 kVA
Maximum AC input current	50 A	50 A
Maximum AC input power	11,500 W	11,500 W
Stand-alone or emergency power operation		
Rated grid voltage / AC voltage range	230 V / 202 V to 253 V	230 V / 202 V to 253 V
Rated frequency / frequency range (adjustable)	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz	50 Hz / 45 Hz to 65 Hz
Rated power (at Unom, from / 25 °C / cos φ = 1)	4,600 W	6,000 W
AC power at 25 °C for 30 min / 5 min / 3 sec	6,000 W / 6,800 W / 11,000 W	8,000 W / 9,100 W / 11,000 W
AC power at 45 °C permanently	3,700 W	5,430 W
Rated current / maximum output current (peak)	20 A / 120 A	26 A / 120 A
Total harmonic distortion output voltage / power factor at rated power	< 4 % / -1 to +1	< 4 % / -1 to +1
Battery DC input		
Rated input voltage / DC voltage range	48 V / 41 V to 63 V	48 V / 41 V to 63 V
Maximum battery charging current / rated DC charging current / DC discharging current	110 A / 90 A / 103 A	140 A / 115 A / 130 A
Battery type / battery capacity (range)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah to 10,000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10,000 Ah (Li-Ion)	Li-Ion*, FLA, VRLA / 100 Ah to 10,000 Ah (lead-acid) 50 Ah to 10,000 Ah (Li-Ion)
Charge control	IUoU charge procedure with automatic full charge and equalization charge	IUoU charge procedure with automatic full charge and equalization charge
Efficiency / self-consumption of the device		
Maximum efficiency	96 %	96 %
No-load consumption / standby	26 W / 7 W	26 W / 7 W
Protective devices (inverter)		
AC short-circuit / AC overload	● / ●	● / ●
DC reverse polarity protection / DC fuse	- / -	- / -
Overtemperature / battery deep discharge	● / ●	● / ●
Overvoltage category as per IEC 60664-1	III	III
General data		
Dimensions (W / H / D)	467 mm / 612 mm / 242 mm (18.4 inch / 21.1 inch / 9.5 inch)	467 mm / 612 mm / 242 mm (18.4 inch / 21.1 inch / 9.5 inch)
Weight	63 kg (138.9 lb)	63 kg (138.9 lb)
Operating temperature range	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)	-25 °C to +60 °C (-13 °F to +140 °F)
Protection class as per IEC 62103	I	I
Climatic category as per IEC 60721	3K6	3K6
Degree of protection as per IEC 60529	IP54	IP54
Features / function		
Operation and display / multifunction relay	External via SRC-20 / 2	External via SRC-20 / 2
Three-phase systems / battery backup function	● / ●	● / ●
State of charge calculation / full charge / equalization charge	● / ● / ●	● / ● / ●
Battery temperature sensor / data cables	● / ●	● / ●
Certificates and approvals	www.SMA-Solar.com	www.SMA-Solar.com
Warranty	5 years	5 years
For off-grid applications		
Automatic rotating magnetic field detection / generator support	● / ●	● / ●
Parallel connection / Multicluster	● / ●	● / ●
Integrated soft start / generator support	● / ●	● / ●
Accessory		
For off-grid applications		
Battery cable / battery fuse	○ / ○	○ / ○
Interface SI-COMSMA (RS485) / SI-SYSCAN (Multicluster)	○ / ○	○ / ○
Load-shedding contactor / external battery current measurement	○ / ○	○ / ○
For on-grid applications		
Interface SI-COMSMA (RS485) / Interface SWDMSI-10 (Speedwire)	○	○
Sunny Home Manager / SMA Energy Meter / automatic transfer switch for battery backup (procurement via external supplier)	○ / ○ / ○	○ / ○ / ○
Type designation	SI6.0H-11	SI8.0H-11
● Standard features ○ Optional features – Not available		
* from Akasol, Leclanché, LG-Chem, SAFT, Samsung, Sony, Dispatch Energy, Hoppecke		

